参考資料１
第479回 電力・ガス取引監視等委員会
資料３（2023年12月８日）

令和５年１２月８日
電力・ガス取引監視等委員会事務局
ネットワーク事業監視課

託送供給等約款の変更認可申請について

（趣旨）

2023 年４月から導入されたレベニューキャップ制度においては、法律等の定めにより、規制期間中における収入の見通しの調整が認められているところ、先般、９月 29 日付けで各一般送配電事業者から経済産業大臣宛てに変更承認申請がなされた第一規制期間の収入の見通しについて、本委員会及び料金制度専門会合において厳格な審査を行い、11 月 24 日付けで経済産業大臣により承認がなされた。

また、発電事業者にも送配電設備の維持・拡充に必要な費用の一部の負担を求める発電側課金が 2024 年度に導入される予定である。

今般、収入の見通しの変更が承認されたこと及び発電側課金導入に向けて発電側課金単価の設定及び需要側託送料金単価の見直しが必要であることを踏まえ、各一般送配電事業者から 12 月１日及び同５日付けで経済産業大臣宛てに、電気事業法に基づく託送供給等約款の変更認可申請がなされ、同６日付けで経済産業大臣から本委員会に意見を求められたところ。

経済産業大臣への回答にあたり、当該申請の内容が法律・省令等を踏まえたものになっているかについての検証を行うため、①発電側及び需要側への費用配賦、②発電側課金単価等の設定、③費用配賦を踏まえた需要側託送料金のレートメーク（料金メニュー及び料金単価設定）についてはまずは料金制度専門会合にて審査を行い、④その他の変更内容については料金制度専門会合にも報告を行いつつ本委員会にて審査を行うことについて御審議いただく。

１．経緯・概要

2023 年４月から導入されたレベニューキャップ制度においては、「エネルギー政策の変更その他のエネルギーをめぐる諸情勢の変化」等を目的とした申請であって、外生的要因によって「収入の見通しの算定にあたり予見できない費用の増減が規制期間において生じ」るなど、関連省令等に沿った申請である場合には、規制期間中における収入の見通しの調整（以下「期中調整」という。）が認められているところ、先般、９月 29 日付けで、電気事業法第十七条の二第四項に基づき、各一般送配電事業者から経済産業大臣宛てに第一規制期間（2023～2027 年度）の収入の見通しの変更承認申請（期中調整申請）が行われ、10 月４日付けで経済産業大臣から本委員会に意見の求めがあり、本委員会及び料金制度専門会合にて厳格な審査を行った。当該審査結果を踏まえ、11 月 15 日に本委員会から経済産業大臣に回答を行い、11 月 24 日付けで経済産業大臣により承認がなされた。

また、送配電設備の維持・拡充に必要な費用の一部を発電事業者にも負担を求める観点から、2024 年度に発電側課金が導入される予定である。現行の託送料金制度では、再生可能エネルギー電源の導入などに伴う系統増強費用は、エリア内の小売電気事業者に課される託送料金を通じて、エリア内の需要家が負担することとなっている。一方、発電側課金の導入後は、系統増強費用の一部を発電事業者が負担し、当該費用を発電事業者から小売電気事業者への売電費用に上乗せすることで、当該発電事業者の電気を購入する需要家において負担することが可能となる。さ

らに、発電側課金では、電源の需要地近郊や既に送配電網が手厚く整備されている地域など、送配電網の追加増強コストが小さい地域の電源については、送配電関連費用に与える影響に応じて、発電側課金の負担額を軽減する措置を講じることと整理している。これにより、発電側に関連した送配電関連費用を抑制することが期待される。

今般、収入の見通しの変更が承認されたこと及び2024年度からの発電側課金導入に向けて需要側託送料金単価を見直す必要があることを踏まえ、電気事業法第十八条第一項に基づき、各一般送配電事業者から12月1日及び同5日付けで経済産業大臣宛てに託送供給等約款の変更認可申請がなされ、同第六十六条の十一第一項第五号に基づき、同6日付けで経済産業大臣から【別紙2：託送供給等約款の変更の認可に係る意見聴取について】のとおり、本委員会に意見の求めがあった。

【各一般送配電事業者の託送供給等約款の変更認可申請の理由・概要】

① 料金算定の基礎となる収入の見通しが変更となったことを踏まえ、費用配賦を実施
② 2024年度から発電側課金が導入されることを踏まえ、発電側課金の課金単価、割引単価及び割引エリア等を設定
③ 需要側託送料金についてレートメーク（料金メニュー及び料金単価設定）を実施
④ 制限中止割引等の一般規程を変更

2．回答方針及び今後の見通し

各一般送配電事業者から経済産業大臣宛てに変更認可申請がなされた託送供給等約款について、**①発電側及び需要側への費用配賦、②発電側課金単価等の設定、③費用配賦を踏まえた需要側託送料金のレートメーク（料金メニュー及び料金単価設定）**については、まずは**料金制度専門会合にて、**電気事業法第十八条第三項各号、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則及び一般送配電事業託送供給等約款料金審査要領を踏まえた対応が適切になされているかにつき**審査を厳格に行う**こととしたい。**その後、**料金制度専門会合での審査結果を踏まえ、**本委員会にて審査を厳格に行う**こととしたい。

④その他の変更内容については、費用配賦やレートメークといった料金制度専門会合においてより専門的な観点で検証すべき事項には該当しないと考えられることから、料金制度専門会合にも報告を行いつつ、次回以降の**本委員会にて審査を厳格に行う**こととしたい。【各変更内容・理由等の詳細は別紙1参照】

その後、本委員会及び料金制度専門会合における審査結果を踏まえ、本委員会において申請の内容全体についての意見をまとめ、経済産業大臣に回答することとしたい。

なお、当該申請の認可がなされた場合、各一般送配電事業者は、電気事業法第十八条第十二項に基づき、その託送供給等約款を公表することとなる。

参考１：電気事業法（一部抜粋）

（託送供給等に係る収入の見通し）

第十七条の二　一般送配電事業者は、経済産業省令で定める期間ごとに、経済産業省令で定めるところにより、その供給区域における託送供給及び電力量調整供給（次項、次条第一項及び第十八条において「託送供給等」という。）の業務に係る料金の算定の基礎とするため、その業務を能率的かつ適正に運営するために通常必要と見込まれる収入（以下この条から第十八条までにおいて「収入の見通し」という。）を算定し、経済産業大臣の承認を受けなければならない。

２　経済産業大臣は、一般送配電事業者による収入の見通しの適確な算定に資するため、託送供給等の業務に係る適正な原価及び物価その他の社会的経済的事情を勘案し、必要な指針を定め、これを公表するものとする。

３　経済産業大臣は、第一項の承認の申請があつた場合において、当該申請に係る収入の見通しが前項の指針に照らして適切なものであると認めるときは、その承認をするものとする。

４　一般送配電事業者は、第一項の経済産業省令で定める期間中において、同項の承認を受けた収入の見通しを変更しようとするときは、経済産業大臣の承認を受けなければならない。

５　経済産業大臣は、前項の変更の承認の申請があつた場合において、当該申請に係る収入の見通しが次に掲げる基準に適合するものであると認めるときは、その承認をするものとする。

一　変更の目的が次のいずれかに該当するものであること。

イ　需要の変動その他の一般送配電事業者がその事業の遂行上予見し難い事由として経済産業省令で定めるものに対応するためのものであること。

ロ　他の法律の規定により支払うべき費用の額の変動に対応する場合（当該費用の額の増加に対応する場合にあつては、一般送配電事業を行うに当たり当該費用を節減することが著しく困難な場合に限る。）として経済産業省令で定める場合に該当するものであること。

二　変更の内容が第二項の指針に照らして適切なものであること。

６　一般送配電事業者は、第一項の承認若しくは第四項の変更の承認を受け、又は次条第三項の規定による変更の通知を受けたときは、経済産業省令で定めるところにより、その収入の見通しを公表しなければならない。

（託送供給等約款）

第十八条　一般送配電事業者は、その供給区域における託送供給等に係る料金その他の供給条件（以下この款において単に「供給条件」という。）について、経済産業省令で定める期間ごとに、経済産業省令で定めるところにより、託送供給等約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。当該期間中において、これを変更しようとするときも、同様とする。

２　一般送配電事業者は、前項の認可を受けた託送供給等約款（第五項若しくは第八項の規定による変更の届出があつたとき、又は次条第二項の規定による変更があつたときは、その変更後のもの）以外の供給条件により託送供給等を行つてはならない。ただし、その託送供給等約款により難い特別の事情がある場合において、経済産業大臣の認可を受けた供給条件（同項の規定による変更があつたときは、その変更後のもの）により託送供給等を行うときは、この限りでない。

３　経済産業大臣は、第一項の認可の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認可をしなければならない。

一　料金が第十七条の二第一項の承認を受けた収入の見通しを超えない額の収入をその算定の基礎とするものであること。

二　第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者が託送供給等を受けることを著しく困難にするおそれがないこと。
三　料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていること。
四　一般送配電事業者及び第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者の責任に関する事項並びに電気計器及び工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。
五　特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。
六　前各号に掲げるもののほか、公共の利益の増進に支障がないこと。
４～１１　（略）
１２　一般送配電事業者は、第一項の規定により託送供給等約款の認可を受け、第五項若しくは第八項の規定により託送供給等約款の変更の届出をし、又は次条第三項の規定による託送供給等約款の変更の通知を受けたときは、経済産業省令で定めるところにより、その託送供給等約款を公表しなければならない。

（委員会の意見の聴取）
第六十六条の十一　経済産業大臣は、次に掲げる場合には、あらかじめ、委員会の意見を聴かなければならない。
一～四　（略）
五　第十条第一項若しくは第二項（これらの規定を第二十七条の十二及び第二十七条の十二の十三において準用する場合を含む。）、第十四条第二項（第二十七条の十二及び第二十七条の十二の十三において準用する場合を含む。）、第十八条第一項若しくは第二項ただし書、第二十二条の二第一項ただし書（第二十七条の十二の十三において準用する場合を含む。）、第二十七条の十一の二第一項ただし書、第二十八条の十四第一項、第二十八条の四十一第三項、第二十八条の四十六第一項、第二十八条の五十、第二十八条の五十三第一項若しくは第六項、第九十九条第一項又は第九十九条の七第一項の認可をしようとするとき。
六～十六　（略）
２　（略）

参考２：一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（一部抜粋）

（基準託送供給料金の設定等）
第二十五条　基準託送供給料金は、規制期間における料金収入の合計が、法第十七条の二第一項又は第四項の規定により承認を受けた収入の見通しを上回らないように、規制期間において一律の料金を設定しなければならない。ただし、合理的な理由がある場合には、規制期間において異なる料金を設定することができる。
２　一般送配電事業者は、需要側託送供給料金を設定するにあたっては、前条の規定により三需要種別ごとの送配電関連費として整理された総固定費、総可変費及び総需要家費の合計額（以下「送配電関連需要種別原価等」という。）を基に、送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準により、一般送配電事業者の供給区域内の三需要種別ごとに応ずる電気の供給に係る料金を設定しなければならない。
３　一般送配電事業者は、発電側託送供給料金を設定するにあたっては、前条の規定により整理された発電側送配電関連原価等を基に、送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準により、第七項により設定する発受電等量にかかわらず支払を受けるべき料金

により回収する費用の額と発受電等量に応じて支払を受けるべき料金により回収する費用の額とが等しくなるように、次の各号に掲げる料金を設定しなければならない。ただし、第二号又は第三号に掲げる料金を設定する場合にあって、合理的な理由がある場合には、設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものでない場合であっても、当該料金を設定することができる。

一　一般送配電事業者の供給区域内の電気の供給に係る料金

二　一般送配電事業者の供給区域内の電気の供給に係る料金であって、基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合の前号に掲げる料金からの割引額

三　一般送配電事業者の供給区域内の電気の供給に係る料金であって、特別高圧系統（特別高圧に係る送配電関連設備で構成される電力系統をいう。）の設備投資の効率化に資するものである場合の第一号に掲げる料金からの割引額

4　一般送配電事業者は、前項第二号及び第三号に掲げる料金を設定する場合には、設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善（第二号に限る。）に資することにより負担を軽減する費用に相当する額を整理し、様式第七の二により、発電側託送供給料金割引額設定表を作成しなければならない。

5　一般送配電事業者は、あらかじめ、第二項及び第三項本文の基準を経済産業大臣に届け出なければならない。当該基準の届出があった場合には、経済産業大臣は、これを公表しなければならない。

6　一般送配電事業者は、第二項に掲げる料金を設定する場合には、販売電力量にかかわらず支払を受けるべき料金及び販売電力量に応じて支払を受けるべき料金を組み合わせることにより、当該料金を設定しなければならない。ただし、販売電力量が極めて少ないと見込まれる需要に応ずる電気の供給に係る料金を設定する場合は、この限りでない。

7　一般送配電事業者は、第三項第一号に掲げる料金を設定する場合には、発受電等量にかかわらず支払を受けるべき料金及び発受電等量に応じて支払を受けるべき料金（揚水式発電設備により発電された電気及び蓄電設備により放電された電気（同一地点における発電設備からの受電による充電に基づくものを除く。）に係る料金を設定する場合を除く。）を組み合わせることにより、当該料金を設定しなければならない。

8　一般送配電事業者は、法第二条第一項第五号ロに掲げる接続供給に係る第二項に掲げる料金を設定する場合には、第六項本文の規定により設定した料金（以下この項において「二部料金」という。）のほか、別表第三に規定する式を基に、販売電力量に応じてのみ支払を受けるべき料金（別表第三において「完全従量料金」という。）を、非電気事業用電気工作物を維持し、及び運用する者が二部料金に代えて選択し得るものとして、併せて設定しなければならない。

9　一般送配電事業者は、その供給区域の送配電関連設備の利用状況等を踏まえ、当該設備の効率的な使用その他の効率的な事業運営が見込まれる場合においては、第二項に掲げる料金と異なる料金を、小売供給を行う事業を営む者又は非電気事業用電気工作物を維持し、及び運用する者が同号に掲げる料金に代えて選択し得るものとして、設定することができる。

１０　一般送配電事業者は、規制期間における三需要種別ごとの需要側託送供給料金に係る料金収入（以下「需要側託送供給料金収入」という。）及び規制期間における発電側託送供給料金に係る料金収入（以下「発電側託送供給料金収入」という。）を、第二項、第三項及び前項の規定により設定する料金並びに供給計画等に基づく契約電力、販売電力量、発受電等量等の予測値により算定しなければならない。

１１　一般送配電事業者は、送配電関連需要種別原価等及び需要側託送供給料金収入並びに発電

側送配電関連原価等及び発電側託送供給料金収入を整理し、様式第八により、送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表を作成しなければならない。

参考３：一般送配電事業託送供給等約款料金審査要領（一部抜粋）

第１章 総則

１．基本方針

電気事業法（昭和３９年法律第１７０号。以下「法」という。）第１８条第１項に定める託送供給等約款の認可に当たっては、この要領に従って審査を行うものとする。

（１）この審査に当たっては、認可の申請がなされた託送供給等約款料金（以下「託送料金」という。）が、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（平成２８年経済産業省令第２２号。以下「算定規則」という。）に則って算定されていることを前提とする。

（２）算定規則における「基準託送供給料金の設定等」（算定規則第３章）については、料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められるとともに、特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものとなっていないか否かを審査するものとする。

（３）これらの審査の結果については、申請を行った一般送配電事業者（以下「申請一般送配電事業者」という。）に対して指摘するものとする。

（４）この指摘を踏まえ、申請一般送配電事業者が申請を適正に補正したと認められる場合の当該申請に係る託送料金は、法第１８条第３項の認可基準に適合していると認められるものとする。

２．（略）

第２章 「期間原価等項目への整理」に関する審査

算定規則第８条第１項の規定により整理されているか否かを審査するものとする。具体的には、一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令により、第一区分費用項目、第二区分費用項目、第三区分費用項目、制御不能費用項目、事後検証費用項目、次世代投資費用項目、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益項目として算定された額の合計と、期間原価等項目の額の合計との整合性及び期間原価等項目への整理について、その適正性を審査することとする。

第３章 「料金の計算」に関する審査

第１節 「料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていること」に関する審査

１．法第１８条第３項第３号に規定する「料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていること」については、あらかじめ料金表等において料金率、計算式、参照すべき指標（取引所価格等）が明確に定められているか否かを審査するものとする。

２．時間帯別料金を設定している場合において、以下の点を審査する。

（１）特別高圧需要、高圧需要に対応する原価については、昼夜間格差を設けて時間帯別料金を設定しているか否かを審査する。

（２）低圧需要に対する原価については、以下の点を審査する。

① 低圧需要のみに対応する設備に関連する原価（低圧配電費・配電用需要家費）については、昼夜間格差を設けずに時間帯別料金を設定しているか否かを審査する。

② その他の原価については、昼夜間格差を設けて時間帯別料金を設定しているか否かを審査する。

第２節　「不当な差別的取扱い」に関する審査

同項第５号に規定する「特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと」については、正当な理由に基づいて一般的に区別を行う場合を除き、託送供給等の相手方となる全ての者に対して平等であるか否か、発電側託送供給料金の支払義務を負う全ての者に対して平等であるか否かを審査するものとする。なお、審査は、需要側託送供給料金の設定における三需要種別に整理された原価等を基とした契約種別ごとの料金率の設定及び発電側託送供給料金の設定における発電側送配電関連原価等を基とした料金率の設定について重点的に行うこととする。

第３節 発電側託送供給料金の設定における設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資する場合の割引額に関する審査

算定規則第２５条第３項第２号に規定する「一般送配電事業者の供給区域内の電気の供給に係る料金であって、基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合の前号に掲げる料金からの割引額」及び同項第３号に規定する「一般送配電事業者の供給区域内の電気の供給に係る料金であって、特別高圧系統（特別高圧に係る送配電関連設備で構成される電力系統をいう。）の設備投資の効率化に資するものである場合の第一号に掲げる料金からの割引額」については、設備投資の効率化効果等に応じた設定になっているか、託送供給等約款への記載が適切であるか否かを審査する。

１．割引額

（１）算定規則第２５条第３項第２号に規定する割引額

基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資する程度に応じて、以下の割引額を設定する。

算定規則第２４条に規定する発電側送配電関連原価等の基幹系統分の半額を発電側課金の対象となる供給区域内の想定発電電力（kW）の値で除した額

又は

算定規則第２４条に規定する発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち、減価償却費及び事業報酬を合計して得た値の半額を発電側課金の対象となる供給区域内の想定発電電力（kW）の値で除した額、その半額又はその四分の一の額

（２）算定規則第２５条第３項第３号に規定する割引額

特別高圧系統の設備投資の効率化に資する程度に応じて、以下の割引額を設定する。

算定規則第２４条に規定する発電側送配電関連原価等の特別高圧系統分の半額を発電側課金の対象となる供給区域内の想定発電電力（kW）の値で除した額

又は

算定規則第２４条に規定する発電側送配電関連原価等の特別高圧系統分のうち、減価償却費及び事業報酬を合計して得た値の半額を発電側課金の対象となる供給区域内の想定発電電力（kW）の値で除した額

２．託送供給等約款への記載

<u>託送供給等約款において、適切な割引額が記載されていることを審査する。</u>

別紙１

その他一般規定の変更

１．主な申請内容

（１）発電側課金の導入に係る規定の追加
（２）制限・中止時の割引の廃止（2024 年度末）
（３）一次調整力の機能のみを提供する電源の取り扱い
（４）需要計画、発電計画、需要抑制計画等各種計画に係る「翌々日計画」の追加
（５）系統連系技術要件（約款別冊）の変更
（６）損失率の定期変更（中国電力 NW、沖縄電力）

２．申請内容の概要

（１）発電側課金の導入に係る規定の追加

①変更内容

発電側課金の導入に係り、規定の追加を行う。主な内容は以下のとおり。

- 発電者がバランシンググループに属している場合、発電契約者が一般送配電事業者を代理して発電者から発電側課金相当額を回収し、一般送配電事業者に対して支払う。発電者がバランシンググループに属していない場合は、発電者が直接、一般送配電事業者に対して発電側課金を支払う。
- 料金が支払い期日を経過してもなお支払われない場合や、発電契約者と一般送配電事業者が、発電者の料金等の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で、あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過しても、なお発電者から支払いがなされていない時、一般送配電事業者は系統連系受電契約（発電側課金に関する契約）を解約することがある。
- 緊急時の作業停止や設備故障時における出力制御など、送配電設備起因かつ出力制御の予見性がない場合において割引（発電側課金における制限・中止割引）を設定する。
- 発電者が同時最大受電電力※を超えて発電または放電した場合には、一般送配電事業者は、超過した電力（kW）に kW 課金単価の 1.5 倍に相当する金額を乗じて得た値を契約超過金として請求する。
  - ※ 発電者の電気設備と一般送配電事業者の供給設備との接続点における最大電力（kW）で、発電契約者または発電者と一般送配電事業者との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値。
- 不使用月については発電側課金（kW 課金）を半額とする。不使用月の判定は逆潮実績の有無で判断する。

②理由

2023 年２月に資源エネルギー庁が公表した「今後の電力政策の方向性について 中間とりまとめ」において、発電側課金は 2024 年度に導入することが定められた。また、発電側課金の詳細設計に関しては、これまで制度設計専門会合等において議論・検討が行われ、2023 年４月に「発電側課金の導入について　中間とりまとめ」としてとりまとめら

れたため。

（２）制限・中止時の割引の廃止（2024 年度末）

①変更内容

自然災害に伴う送配電設備の故障や設備保全工事等による停電など、一般送配電事業者が需要者の電気の使用を制限または中止した場合は、基本料金の割引を行っているが、2024 年度末をもって当該割引を廃止することを規定。

（割引率：低圧及び高圧 500kW 未満は延べ日数１日ごとに４％、
高圧 500kW 以上及び特別高圧は延べ時間 1 時間ごとに 0.2%）

②理由

制限・中止割引を廃止することで、割引対象有無に関わらず全ての需要者に対して割引原資を還元できることに加え、当該制限または中止が託送供給等約款に定めた対象であるかの判定業務や割引の算定業務の縮減等の業務効率化に繋がり、託送料金の低減に寄与するため。

（３）一次調整力※の機能のみを提供する電源の取り扱い

①変更内容

一次調整力を単一調整力として落札した場合については、託送供給等約款上の調整電源または調整負荷として扱わない旨を追加。

②理由

電力広域的運営推進機関の第 26 回需給調整市場検討小委員会（2021 年 11 月 2 日開催）において、需給調整市場での取引が 2024 年度から開始される一次調整力について、単一調整力として落札した場合には、需給調整市場に関する契約による kWh 精算は行わず、託送契約におけるインバランスに包含して精算することが整理され、需給調整市場の取引規程において、一次調整力を単一商品として約定した場合には、託送約款上の調整電源または調整負荷として扱わない旨が記載されたため。

※一次調整力とは、時間内変動（極短周期成分）および電源脱落等に対応する調整力。

（４）需要計画、発電計画、需要抑制計画等各種計画に係る「翌々日計画」の追加

①変更内容

需要計画、発電計画、需要抑制計画等各種計画に係る「翌々日計画」について、通知の内容及び期限を追加。

②理由

電力広域的運営推進機関の第 80 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2022 年 12 月 26 日開催）において、2024 年度から容量市場の実需給が開始することに伴い、広域予備率を基に需給注意報の発出を検討するため、翌々日における広域予備率を算出・公表を実施することが整理されたため。

（５）系統連系技術要件（託送供給等約款別冊）の変更

①変更内容

自家用電気工作物へのサイバーセキュリティ対策に係る要件の追加及び電圧変動対策の追加等。

②理由

電気設備に関する技術基準を定める省令の一部改正（令和４年経済産業省令第 51 号）によりサイバーセキュリティ対策が追加され、また、電力広域的運営推進機関の第 11 回グリッドコード検討会（2022 年８月５日開催）おいて、2024 年４月から瞬時電圧低下対策を連系要件とすることが整理されたため。

（６）損失率※の定期変更（中国電力 NW、沖縄電力）

①変更内容

電圧別の損失率を、2019 年度から 2021 年度までの実績の平均値から､2020 年度から 2022 年度までの実績の平均値に変更する。

	中国電力 NW		沖縄電力	
	現行	変更後	現行	変更後
特別高圧	2.7%	2.5%	0.6%	0.6%
高圧	4.8%	4.4%	2.5%	2.6%
低圧	8.0%	7.7%	6.0%	6.4%

なお、第 65 回制度設計専門会合（2021 年 10 月 1 日開催）において、スマートメーター設置完了以降の年度においては、直近改定値を残りの規制期間に用いることと整理されたところ、中国電力 NW 及び沖縄電力を除く８事業者については、既に設置が完了済みまたは完了見込みであるため、今回損失率の変更は実施しない。（期中の乖離により発生する変動分については、レベニューキャップ制度上で事後検証を行った上で必要に応じて翌期に調整を実施する。）

②理由

第 40 回制度設計専門会合（2019 年 7 月 31 日開催）において、スマートメーターの設置が完了するまでの間は、過去 3 年分の実績損失率の平均値に、毎年変更すると整理がされたため。

※託送約款上の損失率とは、送電ロスを意味し、発電所で発電された電気が需要家に供給されるまでの間に失われる電力量をいう。

以上

別紙２

経済産業省

２０２３１２０１資第３号
令 和 ５ 年 １ ２ 月 ６ 日

電力・ガス取引監視等委員会委員長　殿

経済産業大臣

託送供給等約款の変更の認可に係る意見聴取について

電気事業法（昭和３９年法律第１７０号）第６６条の１１第１項第５号の規定により、別添の申請に係る同法第１８条第１項の規定に基づく託送供給等約款の変更の認可について、貴委員会の意見を求めます。

託送供給等約款変更認可申請書

令和５年 12 月５日

北海道電力ネットワーク株式会社

託 送 供 給 等 約 款 変 更 認 可 申 請 書

北 ネ 企 第 27 号
令和５年 12 月５日

経済産業大臣　西 村　　康 稔　殿

札幌市中央区大通東１丁目２番地
北海道電力ネットワーク株式会社
代表取締役社長　細 野 一 広

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので，電気事業法第 18 条第１項の規定により申請します。

変更の内容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実施期日	令和６年４月１日

別 紙

託 送 供 給 等 約 款

令和６年４月１日実施

北海道電力ネットワーク株式会社

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 7
5　託送供給等に関する取扱い …… 7
6　単位および端数処理 …… 7
7　実　施　細　目 …… 8

Ⅱ　契約の申込み

8　契 約 の 要 件 …… 9
9　検討および契約の申込み …… 12
10　契約の成立および契約期間 …… 19
11　託送供給等の開始 …… 20
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 20
13　電気方式，電圧および周波数 …… 20
14　発電場所および需要場所 …… 22
15　供給および契約の単位 …… 24
16　承 諾 の 限 界 …… 27
17　契約書の作成 …… 27

Ⅲ　料　　金

18　料　　金 …… 28
19　接続送電サービス …… 29
20　臨時接続送電サービス …… 50
21　予備送電サービス …… 59
22　系統連系受電サービス …… 60
23　発電量調整受電計画差対応電力 …… 64
24　接続対象計画差対応電力 …… 65
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 66

26　給電指令時補給電力 …… 66

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期 …… 69
28　検　　針　　日 …… 69
29　料金の算定期間 …… 70
30　計　　量 …… 71
31　電力および電力量の算定 …… 72
32　損　　失　　率 …… 88
33　料 金 の 算 定 …… 88
34　支払義務の発生および支払期日 …… 92
35　料金その他の支払方法 …… 93
36　保　　証　　金 …… 96
37　連　帯　責　任 …… 98

Ⅴ　供　　給

38　託送供給等の実施 …… 99
39　給電指令の実施等 …… 102
40　適正契約の保持等 …… 106
41　契 約 超 過 金 …… 106
42　力 率 の 保 持 …… 108
43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 109
44　託送供給等にともなう協力 …… 110
45　託送供給等の停止 …… 110
46　託送供給等の停止の解除 …… 112
47　託送供給等の停止期間中の料金 …… 112
48　違　　約　　金 …… 112
49　損害賠償の免責 …… 112
50　設 備 の 賠 償 …… 113

Ⅵ　契約の変更および終了

51　契 約 の 変 更 …… 114
52　名 義 の 変 更 …… 115

53　契 約 の 廃 止 …… 116
54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… 117
55　解　　約　　等 …… 120
56　契約消滅後の債権債務関係 …… 122

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

57　受電地点，供給地点および施設 …… 123
58　架 空 引 込 線 …… 124
59　地 中 引 込 線 …… 125
60　連 接 引 込 線 等 …… 126
61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 127
62　引 込 線 の 接 続 …… 127
63　計量器等の取付け …… 127
64　通信設備等の施設 …… 128
65　専 用 供 給 設 備 …… 129
66　電流制限器等の取付け …… 130

Ⅷ　工 事 費 の 負 担

67　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 131
68　受電用計量器等の工事費負担金 …… 134
69　会社間連系設備の工事費負担金 …… 134
70　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 135
71　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 142
72　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 143
73　臨 時 工 事 費 …… 144
74　工事費等に関する契約書の作成 …… 145

Ⅸ　保　　安

75　保 安 の 責 任 …… 146
76　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 146
77　調　　査 …… 146
78　調 査 等 の 委 託 …… 147
79　調査に対する需要者の協力 …… 147

80　検査または工事の受託 …… 147
81　自家用電気工作物 …… 148

附　　則 …… 149

別　　表 …… 197

Ⅰ　総　　則

1　適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第2条第1項第5号ロにもとづき行なわれる電気の供給(以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第2条第1項第7号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

(1)　託 送 供 給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接 続 供 給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（北海道をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振 替 供 給

当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

(2)　電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第1条第

2 項第 7 号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

2　託送供給等約款の認可および変更

(1)　この約款は，電気事業法第 18 条第 1 項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

(2)　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

3　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1)　契　約　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2)　発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3)　需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

(4)　発　電　者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

(5)　需　要　者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

(6)　低　　圧

標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトをいいます。

(7)　高　　圧

標準電圧 6,000 ボルトをいいます。

(8)　特 別 高 圧

標準電圧 30,000 ボルト以上の電圧をいいます。

(9)　受 電 地 点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10)　発 電 場 所

発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11)　供 給 地 点

当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12)　需 要 場 所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13)　会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

(14)　中 継 振 替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15)　地 内 振 替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(16)　発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

(17)　発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(18)　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(19)　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵0　接続受電電力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑵1　接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

⑵2　接続供給電力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

⑵3　接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

⑵4　接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

⑵5　接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

⑵6　接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵7　接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵8　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑵9　需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⑶0　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶1　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶2　ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶3　損　失　率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(34) 契 約 電 力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

(35) 契 約 電 流

契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。

(36) 契 約 容 量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

(37) 契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値(キロワット)で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。

(38) 同時最大受電電力

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。

(39) 最大連系電力等

低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で受電する場合は，30 分ごとの連系電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

(40) 最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，30 分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

(41) 発電バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

(42) 需要バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または 31

（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

(43)　需要抑制バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

(44)　電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

(45)　小 型 機 器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

(46)　動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(47)　契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(48)　契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

(49)　定 期 検 査

電気事業法第 54 条および第 55 条第 1 項に定められた検査をいいます。

(50)　定 期 補 修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

(51)　給 電 指 令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。

(52)　昼 間 時 間

毎日午前 8 時から午後 10 時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1 月 2 日，1 月 3 日，4 月 30 日，5 月 1 日，5 月 2 日，12 月 30 日および 12 月 31 日の該当する時間を除きます。

(53)　夜 間 時 間

昼間時間以外の時間をいいます。

(54) 貿 易 統 計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(55) 離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年1月1日から3月31日までの期間，2月1日から4月30日までの期間，3月1日から5月31日までの期間，4月1日から6月30日までの期間，5月1日から7月31日までの期間，6月1日から8月31日までの期間，7月1日から9月30日までの期間，8月1日から10月31日までの期間，9月1日から11月30日までの期間，10月1日から12月31日までの期間，11月1日から翌年の1月31日までの期間または12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の2月29日までの期間といたします。）をいいます。

4 代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

5 託送供給等に関する取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

6 単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおり

といたします。

(1)　契約負荷設備の個々の容量の単位は，1 ワットまたは 1 ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(2)　契約容量の単位は，1 キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，1 キロワットとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット以下となるときは，契約電力を 0.5 キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット未満となるときは，契約電力を 1 キロワットといたします。

(4)　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，1 キロワット時とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の 30 分ごとの接続受電電力量および 30 分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の 30 分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

(5)　力率の単位は，1 パーセントとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(6)　料金その他の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

7　実　施　細　目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

8　契約の要件

(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第2条第5項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第2条の7に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。

リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

(ﾊ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

(2)　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。

ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）(4)に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。

ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）(3)ロの場合を除き，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。

チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。

リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。

ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給

に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。

なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。

(3)　発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。

ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。

ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。

(4)　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(イ)　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

(ロ)　(イ)によってえられた 100 キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ハ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管

理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ﾆ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

(ﾎ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が 30（計量）(3)に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

9　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

(1)　受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(イ)　接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

(ロ)　振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供給地点

e　振替供給の開始希望日

(ハ)　発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

(イ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから 3 月以内に検討結果をお知らせいたします。

(ロ)　当社は，1 受電地点 1 検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込

み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から 1 年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

(2)　供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(イ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ロ)　契約電力，契約電流または契約容量

(ハ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ニ)　負荷設備または主開閉器

(ホ)　接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(3)　需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報

開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(イ)　需要抑制契約者の名称

(ロ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ハ)　需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(4)　契約の申込み

契約者は，(1)ロ(イ)または(ロ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ハ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，8（契約の要件）(1)ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，8（契約の要件）(2)ホに定める要件を満たすことを証明する文書および 8（契約の要件）(2)ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは 8（契約の要件）(4)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合，または，需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業

務指針に定める保証金（以下，「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から 1 年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第 13 条第 2 項第 10 号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

(イ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ロ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ハ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ニ)　契約電力，契約電流または契約容量

(ホ)　契約受電電力

(ヘ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

(ト)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(チ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(リ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ヌ)　連絡体制

(ル)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間

なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

(イ)　契約者の名称

(ロ)　連絡体制

(ハ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

(ニ)　振替供給の開始希望日

ハ　発電量調整供給の場合

(イ)　発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号

(ロ)　契約受電電力および同時最大受電電力

(ハ)　発電量調整受電計画電力

(ニ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ホ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ヘ)　連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(イ)　需要抑制契約者の名称

(ロ)　需要抑制量調整受電計画電力

(ハ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ニ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの販売計画の最小値

(ホ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ヘ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ト)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ

(チ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(リ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ヌ)　需要抑制量調整供給の開始希望日

(ル)　連絡体制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ト)の算定方法となる 31（電力および

電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後 1 年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

(5) 当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から 1 年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

(6) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から 1 年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

(7) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から 1 年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

10　契約の成立および契約期間

(1)　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

(2)　契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

(イ)　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。

(ロ)　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ハ)　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

(イ)　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。

(ロ)　契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ハ)　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。

ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間

は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して1年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

(1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

(2)　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1)　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相2線式，交流単相3線式または交流3相3線式
	高圧または特別高圧	交流3相3線式

(2)　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3)　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（1建物内の2以上の発電場所から共同引込線〔2以上の発電場所または需要場所に対して1引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による1引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）におけ

る契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト
	2,000キロワット以上10,000キロワット未満	標準電圧　30,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧　60,000ボルト

(4)　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表 1（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（1建物内の2以上の需要場所に共同引込線による1引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上	標準電圧　6,000ボルト

なお，1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が 50 キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとし，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者

の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

(5)　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

(6)　周波数は，標準周波数 50 ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

(1)　当社は，原則として，1 構内をなすものは 1 構内を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，1 構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，1 構内をなすものとみなします。

イ　当社は，1 建物をなすものは 1 建物を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，1 建物をなすものとは，独立した 1 建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，1 建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(イ)　居住用の建物の場合

1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ 1 発電場所または 1 需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ロ)　居住用以外の建物の場合

1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ 1 発電場所または 1 需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

(ハ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

1 建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ロ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(イ)に準ずるものといたします。

(2)　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を 1 発電場所または 1 需要場所とすることがあります。

(3)　道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

(4)　(1)に定める 1 構内，(1)イに定める 1 建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

(イ)　非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ロ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を 1 発電場所または 1 需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

(1)　当社は，次の場合を除き，1 需要場所について 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスを適用し，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって託送供給を行ない，1 発電場所について 1 系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　1 需要場所につき，(イ)および(ロ)の 2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の 1 臨時接続送電サービス（(イ)および(ロ)の 2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，2 臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の 1 接続送電サービス（ロの場合は，2 接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(イ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの 1 臨時接続送電サービス

(ロ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの 1 臨時接続送電サービス

(ハ)　高圧臨時接続送電サービス

(ニ)　特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の 2 接続送電サービスをあわせて契約する場合

(イ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの 1 接続送電サービス

(ロ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの 1 接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

(2)　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，1 接続供給契約を結び，1 需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として 1 接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，1 契約者に対して 1 接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する 2 以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を 1 供給地点とみなすことがあります。

(3)　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および 1 供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに 1 供給地点とみなします。）について，1 振替供給契約を結びます。

(4)　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，1 発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，1 系統連系受電契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として 1 発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 2 項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気

の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，1 発電量調整供給契約に属するものといたします。

(5)　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，1 需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，1 需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が 1 需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものと

いたします。

16 承 諾 の 限 界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17 契 約 書 の 作 成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料　　金

料金は，次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(イ)，(ロ)，(ハ)，(ニ)，(ホ)または(ヘ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

(イ) 検 針 日

(ロ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

(ハ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日

(ニ) 28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日

(ホ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ヘ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3)　発電者に係る料金

イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。

ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。

(イ)　検針日

(ロ)　28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日

(ハ)　発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ニ)　31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日

ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。

(4)　需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

(1)　適 用 範 囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

(2)　接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

(イ)　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適

用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む1月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその1月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その1月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その1月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，1 年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む1月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については,その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その1月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ)　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。

a　接続送電サービス契約電流

(a)　接続送電サービス契約電流は，5アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれか

とし，契約者の申出によって定めます。

(b)　当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

b　接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ハ)　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(イ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ニ)　(イ)の適用後 1 年に満たない場合は，(ロ)または(ハ)を適用いたしません。また，(ロ)または(ハ)の適用後 1 年に満たない場合は，(イ)を適用いたしません。

(ホ)　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から 1 年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。

ハ　イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要

電力等が 500 キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(イ)によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(3)　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，1 供給地点につき 2 以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または 1 接続送電サービスにつき 2 以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(イ)　電灯定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 400 ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 電灯料金

i 電灯料金は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。

10 ワットまでの 1 灯につき	41 円 61 銭
10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	83 円 23 銭
20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	166 円 45 銭
40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	249 円 68 銭
60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	416 円 13 銭
100 ワットをこえる 1 灯につき 50 ワットまでごとに	208 円 07 銭

ii ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii 多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b) 小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ 1 月につき次のとおりといたします。

50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	124 円 29 銭
50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	248 円 59 銭
100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 50 ボルトアンペアまでごとに	124 円 29 銭

e　その他

(a)　当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。

(b)　特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ロ) a (c)，(ハ) a または(ニ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ロ)　電灯標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であり，(2)イ(ロ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

(b)　1 需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。

(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあり

ます。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	276 円 10 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii　(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき	221 円 10 銭

ただし，(2)イ(ロ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料

金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流 5 アンペア	110 円 55 銭
接続送電サービス契約電流 15 アンペア	331 円 65 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	7 円 90 銭

(ハ)　電灯時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ロ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	276 円 10 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，

接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii　(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき	221 円 10 銭

ただし，(2)イ(ロ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流 5 アンペア	110 円 55 銭
接続送電サービス契約電流 15 アンペア	331 円 65 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i　昼間時間

1 キロワット時につき	8 円 27 銭

ii　夜間時間

1 キロワット時につき	7 円 43 銭

(ニ)　電灯従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ロ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は,その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	12 円 42 銭

(ホ) 動力標準接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であること。

(b) 1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボル

トとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	618 円 20 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	370 円 70 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	4 円 22 銭

(c)　その他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　その他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ヘ)　動力時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ホ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	618 円 20 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	370 円 70 銭

ただし,接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は,接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i 昼間時間

1 キロワット時につき	4 円 42 銭

ii 夜間時間

1 キロワット時につき	4 円 02 銭

(c) その他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で,当社が適当と認めるときは,基本料金のみといたします。

d その他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ト) 動力従量接続送電サービス

a 適用範囲

(ホ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は,その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし,別表 5（離

島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	14 円 36 銭

d　その他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(イ)　高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が 50 キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を

使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	792円00銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	2円17銭

(ロ) 高圧時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバ

ーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	792 円 00 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼間時間

1 キロワット時につき	2 円 29 銭

ⅱ 夜間時間

1 キロワット時につき	2 円 00 銭

(ハ) 高圧従量接続送電サービス

a 適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は,その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし,別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	15 円 15 銭

ハ　特別高圧で供給する場合

(イ)　特別高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバ

ーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	503 円 80 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	0 円 92 銭

(ロ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引ま

たは割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	503 円 80 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼間時間

1 キロワット時につき	0 円 97 銭

ⅱ 夜間時間

1 キロワット時につき	0 円 87 銭

(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は,その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし,別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	9 円 19 銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

(イ)　力率は，供給地点ごとに，その 1 月のうち毎日午前 8 時から午後 10 時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100 パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表 6（平均力率の算定）によって算定された値といたします。

なお,まったく電気を使用しないその 1 月の力率は,85 パーセントとみなします。

(ロ)　力率が，85 パーセントを上回る場合は，その上回る 1 パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不

足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を 1 パーセント割引し，85 パーセントを下回る場合は，その下回る 1 パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を 1 パーセント割増しいたします。

ホ　そ の 他

(ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

(ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後 1 年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後 1 年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾊ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後 1 年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾆ)　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ﾎ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(4)　1 年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，1 年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が

標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，1 月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額 ＝ 次に定める割引単価　×　ロのピークシフト電力

ピークシフト電力 1 キロワットにつき	高圧で供給する場合	673 円 20 銭
	特別高圧で供給する場合	427 円 90 銭

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　1 年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

(1)　適 用 範 囲

契約使用期間が 1 年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，

反復使用するものには適用いたしません。

(2)　臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(イ)　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

ａ　臨時接続送電サービス契約電流

(a)　臨時接続送電サービス契約電流は，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b)　当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

ｂ　臨時接続送電サービス契約容量

(a)　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表 7（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の 6 キロボルトアンペアにつき	95 パーセント
次の 14 キロボルトアンペアにつき	85 パーセント
次の 30 キロボルトアンペアにつき	75 パーセント
50 キロボルトアンペアをこえる部分につき	65 パーセント

(b)　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定

方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ロ) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a 臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a) 契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の 2 台の入力につき	100 パーセント
	次の 2 台の入力につき	95 パーセント
	上記以外のものの入力につき	90 パーセント

(b) (a)によってえた値の合計のうち

最初の 6 キロワットにつき	100 パーセント
次の 14 キロワットにつき	90 パーセント
次の 30 キロワットにつき	80 パーセント
50 キロワットをこえる部分につき	70 パーセント

b 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，a にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

(3)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(イ)　電灯臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 3 キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって 1 日につき次のとおりといたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	3 円 69 銭
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	7 円 37 銭
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	7 円 37 銭
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合	73 円 74 銭
総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに	73 円 74 銭

(ロ) 電灯臨時接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，1月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)c(a)iiにおいて適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	8円69銭

(ハ) 動力臨時定額接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が5キロワット以下であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき	80円19銭

d その他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ニ)　動力臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として5キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は,基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b)　電力量料金

電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	5円07銭

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ)　適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

(ロ)　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。

(ハ)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	2 円 60 銭

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ)　適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。

(ロ)　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト

(ハ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a 基本料金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	1 円 11 銭

ニ 力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ そ の 他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

(4) そ の 他

イ 当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ 契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日

までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

(1)　適 用 範 囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2)　予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として 50 キロワットを下回らないものといたします。

(3)　予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した

電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	96円80銭
	特別高圧で供給する場合	106円70銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	113円30銭
	特別高圧で供給する場合	134円20銭

(4)　力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

(5)　そ　の　他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

22　系統連系受電サービス

(1)　適用範囲

小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。

(2)　系統連系受電課金対象電力

各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が1発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。

(ﾛ)　(ｲ)以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。

(ﾛ)　(ｲ)以外の場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその1 月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ)　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流 10 アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアの場合は，0.5 キロワットとみなし，15 アンペアの場合は，1.5 キロワットとみなします。

(ﾊ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

(ﾆ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし,電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は,小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ﾎ)　附則 3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

(3)　系統連系受電サービス料金

系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたも

のといたします。

イ　基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その 1 月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。

系統連系受電課金対象電力 1 キロワットにつき	110 円 00 銭

ロ　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	0 円 35 銭

ハ　系統設備効率化割引

系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。

(ｲ)　適　　用

a　系統設備効率化割引Ａ

受電地点について当社が選定した変電所等(以下｢連系変電所等｣といいます。)が割引対象変電所等（別表 2〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ａ－1，Ａ－2 またはＡ－3 に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

b　系統設備効率化割引Ｂ

低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表 2〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ｂ－1 またはＢ－2 に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ﾛ)　系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は，a の系統設備効率化割引Ａ単価および b の系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。

a　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

（a） 受電電圧が標準電圧 100,000 ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－1 の場合	59 円 40 銭
	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－2 の場合	9 円 90 銭
	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－3 の場合	4 円 95 銭

（b） (a)以外の場合

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－1 の場合	59 円 40 銭
	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－2 の場合	19 円 80 銭
	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－3 の場合	9 円 90 銭

b　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－1 の場合	42 円 90 銭
	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－2 の場合	13 円 20 銭

(ハ)　系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は，(2) の系統連系受電課金対象電力に(ロ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。

ニ　その他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

23　発電量調整受電計画差対応電力

(1)　適　　用

発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2)　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

24　接続対象計画差対応電力

(1)　適　　用

39 (給電指令の実施等) (4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2)　接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ)　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ)　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ハ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

25　需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1)　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2)　需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

26　給電指令時補給電力

(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適 用 範 囲

39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）⑳により 30 分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適 用 範 囲

39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）⑱により 30 分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制

限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

28　検　　針　　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

(1)　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。

なお，高圧で受電もしくは供給する場合，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。

(2)　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

(3)　当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

(4)　当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　その他特別の事情がある場合

(5)　(3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

(6)　(4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

(7)　(4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

29　料金の算定期間

(1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2)　系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といい

ます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

(3)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月 1 日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

30 計　　量

(1)　当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として 38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその 30 分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあ

ります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

(2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。

なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。

(3) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

31 電力および電力量の算定

(1) 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を 2 倍した値とし，受電地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。

(2) 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

ハ 系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，30 分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

(3) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(4) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

(5)　接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(6)　接続受電電力量

接続受電電力量は，30 分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。

(7)　接続供給電力

接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を 2 倍した値とし，供給地点ごとに，30 分ごとに算定いたします。

(8)　接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，30 分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその 1 月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その 1 月の接続供給電力量からその 1 月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

(9)　接続対象電力

接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(10)　接続対象電力量

接続対象電力量は，30 分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(イ)または(ロ)により算定された値といたします。

(イ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次の a または b によって算定された値

a　1 ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

$$\left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

$$- \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

b　1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

－ 需要抑制量調整受電計画電力量

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量

(11)　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(12)　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

(13)　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(14)　需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値

(イ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した

値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量 ＝ 0

(ﾛ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量

＝ ベースライン

$$- \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

(ﾊ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量

ロ イ以外の場合は，次の式によって算定された値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量

＝ ベースライン

$$- \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

⑮　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，⑯の需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

⑯　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

⑰　ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が 1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して 1 ベースラインといたします。

⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ)　(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施したとき。

c　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

(ﾊ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受

電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。

a　39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

b　ファーム電源に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39

（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

d 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量

－ 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

－ 発電量調整受電電力量

e 39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，か

つ，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39(給電指令の実施等)(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39(給電指令の実施等)(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39(給電指令の実施等)(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－ 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

⑲　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは 39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

⑵0　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

⑵1　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

⑵2　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ ベースライン

(23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

(24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

(25) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需

要電力等といたします。

⑵6　28（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。

⑵7　15（供給および契約の単位）(1)において，1 需要場所または 1 発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における 30 分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ 30 分ごとに合計することがあります。

⑵8　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

⑵9　計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その 1 月の電力量の合計が計量できている場合で，30 分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30 分ごとの電力量は，原則として，別表 9（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

32 損　失　率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	7.9 パーセント
高圧で供給する場合	4.7 パーセント
特別高圧で供給する場合	2.0 パーセント

33 料 金 の 算 定

(1)　送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑

制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「1 月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合

ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ホ　29（料金の算定期間）(1)イの場合で供給側検針期間の日数がその供給側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5 日を上回り，または下回るとき。

ヘ　29（料金の算定期間）(1)ロの場合で供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5 日を上回り，または下回るとき。

ト　29（料金の算定期間）(2)イの場合で受電側検針期間の日数がその受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5 日を上回り，または下回るとき。

チ　29（料金の算定期間）(2)ロの場合で受電側計量期間の日数がその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5 日を上回り，または下回るとき。

(2)　当社は，(1)ロ，ハ，ニ，ホ，ヘ，トまたはチの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

(3)　(1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(4)　(1)ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(5)　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

(6)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日と

して契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

(7)　29(料金の算定期間)(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，供給側計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。

(8)　29(料金の算定期間)(2)ロの場合は，(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，受電側計量期間の日数といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。

(9)　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

(10)　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

(11)　供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

34　支払義務の発生および支払期日

(1)　日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。

(2)　系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。

(3)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第5営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第5営業日以降に実際に検針を行なった場合，または 31（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第5営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

(4)　(1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　55（解約等）(1)により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合

(5)　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から7日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日といたします。

なお，(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。

(6)　当社は，(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

35　料金その他の支払方法

(1)　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2)　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3)　発電者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。

なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，原則として，発電者の負担といたします。

(イ)　発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合

(ロ)　発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。

(ハ)　その他当社が必要と認めた場合

ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。

(イ)　イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。

(ロ)　ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。

ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。

ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，原則として，発電者の負担といたします。

(4)　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料

金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(5)　当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

36 保　証　金

(1)　契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(イ)　料金の支払いの延滞があった場合

(ロ)　30 分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または 31（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，40（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ハ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(2)　発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(3)　発電者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。

ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(4)　需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調

整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

37 連 帯 責 任

1 接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

38　託送供給等の実施

(1)　接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ)　契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が 30 分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

(ﾛ)　契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，39（給電指令の実施等）および 76（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。

(2)　振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

(3)　発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(イ)　発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ロ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当

社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，39（給電指令の実施等）および 76（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

(4)　需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(イ)　需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ロ)　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には,すみやかに,原則として電力広域的運営推進機関を通じて,当社に通知していただきます。

39　給電指令の実施等

(1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

(2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電，水力発電（揚水発電を除きます。）または地熱発電を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

へ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

(4)　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(6)　当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係

る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(7)　当社は，(2)イ，ロ，ホ，ヘ，トまたは(3)によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，(2)ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または(2)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が 500 キロワット未満となるとき。

(イ)　割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。

(ロ)　割引率

1 月中の制限し，または中止した延べ日数 1 日ごとに 4 パーセントといたします。

(ハ)　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，1 日のうち延べ 1 時間以上制限し，または中止した日を 1 日として計算いたします。

ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合

(イ)　割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。

(ロ)　割引率

1 月中の制限し，または中止した延べ時間数 1 時間ごとに 0.2 パーセントといたします。

(ハ)　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，1回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，1時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

a　発電量調整受電電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D-d}{D}$$

H′ ＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

D ＝ 当該受電地点の同時最大受電電力

d ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値

b　発電量調整受電電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A-B}{A}$$

H′ ＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

A ＝ 制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量

B ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量

c　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(8)　(7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に3日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1月につき1日を限って計算に入れません。この場合の1月につき1日とは，1暦月の1暦日における1回の工事による制限または中止の時間といたします。

(9)　当社は，(2)または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

(10)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

(11)　当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してN－1電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「N－1電制時調達不足電力量」といいます。）

の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

40 適正契約の保持等

(1) 当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(3) 当社は，31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または 31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

41 契 約 超 過 金

(1) 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気

を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その 1 月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

(2) 発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ 発電場所が 1 発電バランシンググループに属している場合

(イ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

その 1 月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。

(ロ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

その 1 月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ロ 発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(イ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その 1 月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(ロ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その 1 月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引

いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力1キロワットとみなします。

(イ)　臨時接続送電サービス契約電力1キロワット

(ロ)　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が5アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。

(ハ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量1キロボルトアンペア

(ニ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）1キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。

(ホ)　附則3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力1キロワット

(3)　契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。

イ　契約者の場合

契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

ロ　発電者の場合

同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

42　力 率 の 保 持

(1)　低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サー

ビス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については 90 パーセント以上，その他の供給地点については 85 パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

(2)　高圧または特別高圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として 85 パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の 1 月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(1)　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査

(2)　76（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

(3)　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

(4)　計量器の検針または計量値の確認

(5)　45（託送供給等の停止），53（契約の廃止）または 55（解約等）により必要な処置

(6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物に係る保安の確認に必要な業務

44　託送供給等にともなう協力

(1)　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

(2)　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

45　託送供給等の停止

(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　62（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の

電気設備との接続を行なった場合

(2)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

(3)　契約者，発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

(4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

(5)　(1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

46　託送供給等の停止の解除

45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

47　託送供給等の停止期間中の料金

45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を 33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

48　違　　約　　金

(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の 3 倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。

イ　1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　45（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合

(2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

(3)　不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，6 月以内で当社が決定した期間といたします。

49　損害賠償の免責

(1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，

それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(2) 45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 55（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(3) 45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または 55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が 55（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(4) 当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。

50 設 備 の 賠 償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

(1) 修理可能の場合

修理費

(2) 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

51　契 約 の 変 更

(1)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

(2)　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。

ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。

イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

(イ)　当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。

(ロ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

(3)　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地

点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

(4)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

52　名 義 の 変 更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続き

によることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

53 契 約 の 廃 止

(1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

(2) 当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。

(3) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ 当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給

契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(4)　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

(5)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

(1)　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

(イ)　低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送

電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，それ

までの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，73(臨時工事費)の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ハ)　19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(イ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降 1 年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または 19（接続送電サービス）(2)イ(イ) c により接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(イ)または(ロ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)または(ロ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(イ) c により接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

(イ)　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力

を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ﾛ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。

(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。

55 解　約　等

(1) 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(ｲ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾛ) 発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関す

る期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。

(ハ)　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ニ)　料金以外の債務を支払われない場合

(ホ)　当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(イ)　8（契約の要件）を欠くに至った場合

(ロ)　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ハ)　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ニ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ホ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ヘ)　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

(ト)　その他この約款に反した場合

(2)　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(3)　発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者

からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

(4) 発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。

なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(5) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

56 契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅷ　受電方法および供給方法ならびに工事

57　受電地点，供給地点および施設

(1)　受 電 地 点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし,発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は,会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(ｲ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ﾛ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ﾊ)　1 建物内の 2 以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ﾆ)　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合

(ﾎ)　その他特別の事情がある場合

(2)　供 給 地 点

イ　接続供給の場合

(ｲ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ﾛ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　1 建物内の 2 以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

(3)　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（保安通信設備を含みます。）は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(4)　付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

(5)　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，1受電地点または1供給地点といたします。

58　架空引込線

(1)　当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

(2)　引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

(3)　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

(4)　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設して

いただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

(5)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

59　地 中 引 込 線

(1)　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

(2)　(1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調

整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が 50 メートル程度以内の場所

ロ　建物の 3 階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

(3)　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

(4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

60　連接引込線等

(1)　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（1 発電場所または 1 需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

(2)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，1 建物内の 2 以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による 1 引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の 2 次側接続点までは，当社が施設いたします。

62　引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

63　計量器等の取付け

(1)　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の 2 次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則とし

て，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の 2 次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は，68（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

(2)　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

(3)　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

(4)　当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

(5)　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

(6)　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

64　通信設備等の施設

(1)　発電場所内または需要場所内に施設する給電指令上必要な保安通信電話等は，原則として契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。

(2)　系統連系技術要件に定めるＮ－1 電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設して

いただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

(3) 給電指令上必要な情報伝送装置等については，次のとおりといたします。

イ 発電場所内に施設する情報伝送装置等は，原則として，受電地点からその情報伝送装置までを当社の所有とし，68（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けて施設いたします。ただし，Ｎ－1 電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。

ロ 需要場所内に施設する情報伝送装置等は，供給地点からその情報伝送装置までを当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

(4) 情報伝送装置等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，施設場所等については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(5) 契約者または発電契約者の希望によって，情報伝送装置等の施設場所を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

65 専用供給設備

(1) 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については 67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。

イ 契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ 44（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ 発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

(2) (1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の

事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（1 次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

(3)　(2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(4)　(1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(5)　当社は，供給設備を 2 以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　2 以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

66　電流制限器等の取付け

(1)　需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(2)　電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。

(3)　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。

Ⅷ　工事費の負担

67　受電地点への供給設備の工事費負担金

(1)　受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 14（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(2)　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ)　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(ﾊ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事

業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額

b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，aにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力1キロワットにつき	3,410円00銭

ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3)　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(4)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(5)　工事費の算定

(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。

(イ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ﾛ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾊ) 土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾆ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空受電側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾎ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

ロ 発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ニ 当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ (2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当

であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，2 以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　2 以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または 2 以上の発電契約者のうち 1 の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による 1 申込みとみなして算定いたします。

ロ　2 以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

68　受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるとき，または発電場所内に情報伝送装置等を施設するときは，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

69　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金

額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

70　供給地点への供給設備の工事費負担金

(1)　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は 1,000 メートル，地中の場合は 150 メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	3,520 円 00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	27,170 円 00 銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の 60 パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の 20 パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　2 以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a　2 以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(1)イ(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b　2 以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用

される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ハ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(イ)の超過こう長は，次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(イ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

なお，標準電圧30,000ボルトまたは60,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事費の全額がｂの当社負担額をこえるときのその超過額を工事費負担金といたします。

a　工事費

(a)　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	標準電圧30,000ボルトで供給する場合	363円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	176円00銭

なお，標準電圧 30,000 ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の工事費は，上表にかかわらず，次の算式によって算定された金額といたします。

$$\text{工事費} = \text{別表 14(標準設計基準)に定める設計による工事費} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{当該送電線の送電容量}}$$

(b) 地中供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	標準電圧 30,000 ボルトで供給する場合	649 円 00 銭
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	550 円 00 銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の 20 パーセントといたします。

(c) スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(b)にかかわらず，別表 15（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として 3 回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の 2 次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

b 当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	5,500 円 00 銭

(ロ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ 19 (接続送電サービス) (2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ 次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(イ) 供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ﾛ) 供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ﾊ) 工事こう長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，1 メートルとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

ホ 低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

(ｲ) 電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

(ﾛ) 契約電力

(ﾊ) 契約電流

(ﾆ) 契約容量

なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトから交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ヘ 高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加され

る場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(イ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第4条第7項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。

(ロ) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

ロ 19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ 契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け），64（通信設備等の施設）または66（電流制限器等の取付け）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ 44（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申

し受けます。

(4)　工事費の算定

(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また，算定にあたっては，次のとおりといたします。

(イ)　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ロ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ハ)　架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ニ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ホ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

(ヘ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，73（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　低圧または高圧で供給する場合で，(2)イ(イ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(イ)に定める超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長 1 メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次によ

り算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。

ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ)　高圧で供給する場合

(1)イ(ｲ)に定める超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長 1 メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ﾛ)　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の 20 パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(5)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

71　工事費負担金の申受けおよび精算

(1)　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお，9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

(2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(イ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が5パーセントをこえる場合

(ロ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　67（受電地点への供給設備の工事費負担金），68（受電用計量器等の工事費負担金），69（会社間連系設備の工事費負担金），70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(イ)　低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が5パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ロ)　特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

(3)　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後3年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって2以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その

差額をお返しいたします。

(4)　当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後3年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって2以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

(5)　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

(6)　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として1年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について2以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（74〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

72　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

(1)　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

73 臨 時 工 事 費

(1) 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の 95 パーセント，その他の設備についてはその価額の 50 パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間 1 月（1 月未満は，1 月といたします。）につきその価額の 1 パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

(2) 臨時工事費を申し受ける場合は，70（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

(3) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(4) 臨時工事費の精算は，71（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるも

のといたします。

74　工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

75 保 安 の 責 任

当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

76 保安等に対する発電者および需要者の協力

(1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ 発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ 発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

(2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。

(3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(4) 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先立ち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

77 調　　査

(1) 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(2)　調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点　　検

(3)　当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

78　調査等の委託

(1)　当社は，77（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

(2)　当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

79　調査に対する需要者の協力

(1)　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

(2)　当社は，77（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

80　検査または工事の受託

(1)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

(2)　(1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費相当額を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

(3)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

(4)　(3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の

軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

81　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

(1)　77（調査）

(2)　78（調査等の委託）

(3)　79（調査に対する需要者の協力）

(4)　80（検査または工事の受託）

附　　則

1　実　施　期　日

この約款は，令和６年４月１日から実施いたします。

2　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流３相３線式標準電圧3,000ボルト，交流単相２線式標準電圧6,000ボルトまたは交流３相３線式標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，交流３相３線式標準電圧3,000ボルトまたは交流単相２線式標準電圧6,000ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，交流３相３線式標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧30,000ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

3　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1)　適 用 範 囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(イ)および(ロ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(イ)および(ロ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(イ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

(ロ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2)　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ1年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)ｃ，(ハ)ｃ，(ニ)ｃ，(ホ)ｃ，(ヘ)ｃ，(ト)ｃ，ロ(イ)ｃ，(ロ)ｃ，(ハ)ｃ，ハ(イ)ｃ，(ロ)ｃもしくは(ハ)ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ロ)ｃ，(ニ)ｃ，ロ(ハ)もしくはハ(ハ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(イ)または(ロ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，1 年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(イ)　接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10 アンペアを 1 キロワットと，1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力
＝ 揚水最大電力等 × 揚水等損失率 ＋ その他最大電力等

(ロ)　接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

接続供給課金対象電力量

＝ 揚水等接続供給電力量 × 揚水等損失率 ＋ その他接続供給電力量

ロ　1年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ の 他

(イ)　19（接続送電サービス）(3)イ(イ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a，(ハ) a または(ニ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ロ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(イ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ロ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ハ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ハ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ニ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3)　電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通

じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における 30 分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき(揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。)は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき(揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。)は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電

力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(4)　計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(5)　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則 6（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

4　発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕

(1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

(2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，51（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。

(4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 3 項第 5 号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　8（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第 3 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第 3 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ 26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(イ)　29（料金の算定期間）

(ロ)　33（料金の算定）

(ハ)　34（支払義務の発生および支払期日）

(ニ)　35（料金その他の支払方法）

(ホ)　36（保証金）

(ヘ)　48（違約金）

(ト)　55（解約等）

ト　当社は，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後 4 時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前 6 時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後 1 年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後 1 年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希

望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(イ)　29（料金の算定期間）

(ロ)　33（料金の算定）

(ハ)　34（支払義務の発生および支払期日）

(ニ)　35（料金その他の支払方法）

(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が 10 キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(イ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ロ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，1 発電場所について 1 系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，1 電気方式，1 引込，2 計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発

電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30 分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で 30 分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30 分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された 30 分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る

30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

(9) その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。

5 離島についての特別措置

(1) 系統連系受電サービス料金

電気事業法第2条第1項第8号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は，22（系統連系受電サービス）(3)イにかかわらず，次のとおりといたします。

系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	102円30銭

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	60円71銭

(3) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	24円19銭

6 受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，

最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1)　低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その1月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ロ)，(ハ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量,臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)にかかわ

らず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

(2)　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの 30 分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

8　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

(1)　1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31（電力および電力量の算定）⑱イおよび⑲イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

(2)　1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における 30 分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において 30 分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値とみなします。

9　損害賠償の免責についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第 4 条第 1 項に定める旧特定供給者に該当する場合で，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，49（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適 用 範 囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(イ)　軽負荷期（毎年4月1日から6月30日，9月1日から10月31日までの期間をいいます。）における毎日午前8時から午後4時までの時間

(ロ)　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1月2日，1月3日，12月30日および12月31日の午前8時から午後4時までの時間

(ハ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(イ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ロ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその1月の最大需要電力等は，その1月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)c(a)，(ロ)c(a)，ハ(イ)c(a)または(ロ)c(a)における需要者の発電設備の検査，

補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その1月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)c(a)，(ロ)c(a)，ハ(イ)c(a)または(ロ)c(a)に準じて算定いたします。

ホ　そ の 他

(イ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ロ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

(2)　1 年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前8時から午後4時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，1 年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の午前8時から午後4時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(イ)　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ロ)のピークシフト電力といたします。

(ロ)　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピー

クシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ハ)　1 年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが 19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ニ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後 1 年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，1 年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(イ)　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ロ)のピークシフト電力といたします。

(ロ)　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ハ)　1 年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ　附則 3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則 3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロまたはイ(ロ)もしくはロ(ロ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

11　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第 8 条第 1 項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，9（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

12　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）(2)への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が令和 5 年 1 月 31 日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が令和 5 年 3 月 31 日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，26（給電指令時補給電力）(2)ニ，31（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

13　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法

第 27 条の 12 の 11 第 1 項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第 27 条の 12 の 11 第 2 項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

(1)　代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　4（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，1 接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて 1 需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

(2)　契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特

定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，8（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

(ｲ)　需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3)　供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属

することはできないものといたします。

(4) 料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(イ) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，39(給電指令の実施等)(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ロ) 発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

b　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(イ)　適　　用

39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ロ)　接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a)　適用範囲

30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a)　適用範囲

30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額の

その１月の合計といたします。

（c） 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

（a） 適用範囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

（b） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（c） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

（a） 適用範囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

（b） 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

（c） 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ニ 給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(イ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

a 適用範囲

39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

c 給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより 30 分ごとに算定された値といたします。

d 給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

(ロ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a 適用範囲

39（給電指令の実施等）(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより 30 分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

(5)　電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当

日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所

（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，1 接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(イ)，(ロ)および(ハ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(イ)　30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ロ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施したとき。

c　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が 39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係

る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39(給電指令の実施等)(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39(給電指令の実施等)(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39(給電指令の実施等)(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は,39(給電指令の実施等)(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計

画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力

量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

d　当社または配電事業者が 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量

－ 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量

－ 発電量調整受電電力量

e　当社または配電事業者が 39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑

制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

（c） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－ 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

リ 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは 39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された 30 分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電

気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された 30 分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその 30 分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として 31（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ ベースライン

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）㉓にかかわらず，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその 30 分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

(6)　託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対

象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7)　解　約　等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）(1)ハ(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)

にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(イ)　発電量調整供給に係る料金は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ロ)　インバランスリスク料は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　当社は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係

る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ニ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの，契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9) 給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）(2)への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，(4)ニ(ロ)d，(5)チおよび(5)リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

(10) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

14 Ｎ－1 電制の実施についての特別措置

(1) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に再生

可能エネルギー特別措置法施行規則第 13 条の 3 の 4 に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第 3 条第 2 項または第 8 条第 1 項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および 30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

(3)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 4 にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

15　系統連系受電サービス等についての特別措置

(1)　発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに 41（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。

なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，

22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび41（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。

また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，1月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。

イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(イ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ロ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ハ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

ロ　イ(イ)，(ロ)または(ハ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。

当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第4条の2第2項第9号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイ

オマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(2)　(1)の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。

なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。

また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(3)　発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が 10 キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が 10 キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　低圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を 2 倍した値が 10 未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で記録型計量器により計量された 30 分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が 10 キロワット未満のとき。

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

ロ　低圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を 2 倍した値が 10 以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で記録型計量器により計量された 30 分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が 10 キロワット以上のとき。

(イ)　22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10 キロワットを同時最大受電電力とみなします。

(ロ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。

a　41（契約超過金）(2)イ(イ)またはロ(イ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

b　41（契約超過金）(2)イ(ロ)またはロ(ロ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。

(4)　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第2条の2第1項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適 用 範 囲

原則として，令和6年3月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第9条第4項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第7条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。

ロ　系統連系受電サービス料金等

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，(イ)，(ロ)または(ハ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。

(イ)　系統連系受電課金対象電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん

分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(ﾛ) 発電量調整受電電力量

a イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則 4(発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕)(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。

b イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕)(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。

なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。

(ﾊ) 契約超過受電電力

a イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サー

ビスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

(a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

(5)　揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。

イ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。

ロ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合

発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統

連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22(系統連系受電サービス)(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。

(6)　発電設備等に係る供給地点において電気最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。

イ　18（料金）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。

ロ　22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または 41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，次のとおりといたします。

(イ)　当社との電気の需給契約において，定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が 400 ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。

(ロ)　当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が 400 ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。

(ハ)　当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給契約における契約電流を接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流とみなし，当社との電気の需給契約における契約容量を接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量とみなし，当社との電気の需給契約における臨時電灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。

ハ　39（給電指令の実施等）(7)において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。

ニ　53（契約の廃止）(4)または 55（解約等）(5)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。

(7)　令和 6 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。

イ　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

振興局	対象となる市町村
石狩振興局	石狩市，恵庭市，江別市，北広島市，札幌市，千歳市
渡島総合振興局	七飯町，函館市，北斗市
後志総合振興局	岩内町，小樽市，倶知安町，余市町
空知総合振興局	赤平市，岩見沢市，滝川市，南幌町，美唄市，妹背牛町
上川総合振興局	旭川市
オホーツク総合振興局	網走市，北見市
胆振総合振興局	登別市
十勝総合振興局	音更町，帯広市
釧路総合振興局	釧路市，釧路町
根室振興局	根室市

ロ　受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2 およびＢ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2 およびＢ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ　受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

16　令和 7 年 3 月 31 日までの給電指令の実施等についての特別措置

この約款実施の日から令和 7 年 3 月 31 日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，39（給電指令の実施等）(9)または(10)にかかわらず，次のとおりといたします。

(1)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。

ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。

(イ)　割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。

(ロ)　割引率

1 月中の制限し，または中止した延べ日数 1 日ごとに 4 パーセントといたします。

(ハ)　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，1 日のうち延べ 1 時間以上制限し，または中止した日を 1 日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

(イ)　割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。

(ロ)　割引率

1 月中の制限し，または中止した延べ時間数 1 時間ごとに 0.2 パーセントといたします。

(ハ)　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，1 回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，1 時間未満の端数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

a　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H′ ＝ 修正時間（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H ＝ 制限時間

D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b 接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A-B}{A}$$

H′ ＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量

B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c 接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。

(2) (1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に 3 日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1 月につき 1 日を限って計算に入れません。この場合の 1 月につき 1 日とは，1 暦月の 1 暦日における 1 回の工事による制限または中止の時間といたします。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に 3 日前までにお知らせしたことをもって契約者に 3 日前までにお知らせしたものとみなします。

(3) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

17 料金についての切替措置

令和 6 年 4 月 1 日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。

なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における令和 6 年 4 月 1 日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

別　　表

1　契約設備電力の算定

(1)　契約設備電力は，原則として，電流を制限する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。

イ　電流を制限する計量器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{制限される電流（アンペア）} \times 100\ \text{ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{電流制限器の定格電流（アンペア）} \times 100\ \text{ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ハ　主開閉器による場合

別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(2)　(1)によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

2　系統設備効率化割引の対象変電所等

(1)　系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割引区分	振興局	割引対象変電所等
Ａ－1	渡島総合振興局	大野変電所，北七飯変電所，北斗変換所
Ａ－2	石狩振興局	恵庭変電所，北江別変電所，篠路変電所，苗穂変電所，西札幌変電所，西当別変電所，西野変電所，南九条変電所，南札幌変電所
	渡島総合振興局	上八雲開閉所，知内開閉所

割引区分	振興局	割引対象変電所等
Ａ－3	後志総合振興局	西小樽変電所，西双葉開閉所，双葉開閉所
	空知総合振興局	西滝川変電所，西奈井江開閉所
	上川総合振興局	旭川嵐山開閉所，旭川変電所，西旭川変電所
	胆振総合振興局	追分開閉所，苫小牧変電所，苫東厚真発電所，西伊達変電所，西室蘭開閉所，南早来変電所，室蘭変電所
Ｂ－1	石狩振興局	厚別変電所，大通変電所，大谷地変電所，北口変電所，北郷変電所，北三条変電所，札幌中央変電所，白石変電所，新琴似変電所，薄野変電所，桑園変電所，月寒変電所，豊平変電所，苗穂変電所，東美園変電所，幌北変電所，本町変電所，円山変電所，美香保変電所，美園変電所，南九条変電所，南札幌変電所，南三条変電所，元町変電所，元村変電所，山鼻変電所
	上川総合振興局	秋月変電所，旭川中央変電所，栄町変電所，新星変電所，近文変電所，忠和変電所
Ｂ－2	石狩振興局	美しが丘変電所，大麻変電所，上江別変電所，川沿変電所，恵南変電所，琴似変電所，尻苗変電所，澄川変電所，樽川変電所，千歳変電所，手稲変電所，砥山変電所，屯田変電所，西岡変電所，錦橋変電所，西札幌変電所，西野三条変電所，二十四軒変電所，野幌変電所，浜益変電所，平岡変電所，藤野変電所，前田変電所，真駒内変電所，宮の沢変電所，藻岩変電所，山の手変電所
	渡島総合振興局	相沼内変電所，石川変電所，磯谷川第二変電所，落部変電所，柏木変電所，鹿部変電所，東雲変電所，清水川変電所，末広変電所，中の橋変電所，七重浜変電所，函館変電所，東山変電所，福島変電所，八雲変電所，湯川変電所
	檜山振興局	厚沢部変電所，今金変電所，ピリカ変電所
	後志総合振興局	色内変電所，岩内変電所，小樽変電所，茅沼変電所，寒別変電所，倶知安変電所，国富変電所，昆布変電所，新光変電所，銭函変電所，富岡変電所，ニセコ変電所，比羅夫変電所，古平変電所，山田変電所，蘭越変電所，留産変電所

割引区分	振興局	割引対象変電所等
Ｂ－2	空知総合振興局	芦別変電所，岩見沢変電所，北村変電所，新十津川変電所，砂川変電所，滝川変電所，多度志変電所，奈井江変電所，西滝川変電所，二の坂変電所，沼田変電所，東岩見沢変電所，美唄変電所，深川変電所，南大夕張変電所，南清水沢変電所，南町変電所，美流渡変電所，茂尻変電所，妹背牛変電所，文珠変電所，夕張変電所，由仁変電所
	上川総合振興局	旭川変電所，安足間変電所，雨竜変電所，江卸変電所，金山変電所，上士別変電所，上富良野変電所，神居変電所，北の峰変電所，剣淵変電所，咲来変電所，三条変電所，鹿越変電所，士別変電所，占冠変電所，新旭川変電所，東光変電所，中川変電所，永山変電所，七条変電所，名寄変電所，美瑛変電所，東川変電所，富良野変電所，幌加内変電所，山部変電所
	留萌振興局	天塩変電所，羽幌変電所，増毛変電所，留萌変電所
	宗谷総合振興局	歌登変電所，枝幸変電所，声問変電所，猿払変電所，小頓別変電所，豊富変電所，浜頓別変電所，幌延変電所，曲渕変電所，稚内西変電所，稚内変電所
	オホーツク総合振興局	宇登呂変電所，興部変電所，北見変電所，清見変電所，潮見変電所，田端変電所
	胆振総合振興局	明野変電所，大岸変電所，祝津変電所，壮瞥変電所，伊達変電所，洞爺変電所，苫小牧中央変電所，苫小牧変電所，登別青葉変電所，東町変電所，幌別変電所，御崎変電所，緑町変電所，室蘭中央変電所，室蘭変電所，鷲別変電所
	日高振興局	厚賀変電所，浦河変電所，静内変電所，東静内変電所，平取変電所，三石変電所
	十勝総合振興局	帯広中央変電所，帯広変電所，広陽変電所，新得変電所，南郷変電所，西帯広変電所
	釧路総合振興局	愛国変電所，橋北変電所，釧路中央変電所，釧路変電所，湖畔変電所，星が浦変電所
	根室振興局	峰浜変電所，羅臼変電所

なお,系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については,原則として令和10年4月1日に見直しを行なうものとし,当該見直し後は原則として5年ごとに見直しを行なうものといたします。

(2) 系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ (1)の割引区分は,10(契約の成立および契約期間)(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお,連系変電所等については,原則として令和10年4月1日に見直しを行なうものとし,当該見直し後は原則として5年ごとに見直しを行なうものといたします。

また,令和6年3月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については,原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し,発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても,(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても,(1)の割引区分は,イにより適用するものといたします。ただし,適用される22(系統連系受電サービス)(3)ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ 令和6年4月1日以降,受電地点を新たに設定する発電場所(発電設備等を新たに使用する場合に限ります。)または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について,発電量調整供給の開始または変更以降,(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は,その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間1回に限り,次のとおりといたします。ただし,適用される22(系統連系受電サービス)(3)ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－1	Ａ－1，Ａ－2，Ａ－3 または割引対象外	Ａ－1
Ａ－2	Ａ－1	Ａ－1
	Ａ－2，Ａ－3 または割引対象外	Ａ－2
Ａ－3	Ａ－1	Ａ－1
	Ａ－2	Ａ－2
	Ａ－3 または割引対象外	Ａ－3
Ｂ－1	Ｂ－1，Ｂ－2 または割引対象外	Ｂ－1
Ｂ－2	Ｂ－1	Ｂ－1
	Ｂ－2 または割引対象外	Ｂ－2

3　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ) b もしくは(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ｲ) b (b)もしくは(ﾛ) b の場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100 パーセントといたします。）を乗じます。

(1)　供給電気方式および供給電圧が交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合の電圧は，200 ボルトといたします。

(2)　供給電気方式および供給電圧が交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

(1)　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）× 150パーセント	管灯の定格消費電力（ワット）× 125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）× 200パーセント	

ロ　ネオン管灯

2次電圧（ボルト）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

ニ　水 銀 灯

出　力 （ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高　力　率　型	低　力　率　型	
40 以下	60	130	50
60 以下	80	170	70
80 以下	100	190	90
100 以下	150	200	130
125 以下	160	290	145
200 以下	250	400	230
250 以下	300	500	270
300 以下	350	550	325
400 以下	500	750	435
700 以下	800	1,200	735
1,000 以下	1,200	1,750	1,005

(2)　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(イ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率 100.0 パーセントを乗じたものといたします。

(ロ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　　力 （ワット）	換　　算　　容　　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高　力　率　型	低　力　率　型	
35 以下	―	160	出力（ワット）× 133.0 パーセント
45 以下	―	180	
65 以下	―	230	
100 以下	250	350	
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1,200	
750 以下	1,000	1,400	

ロ　3 相誘導電動機

換算容量（入力〔キロワット〕）
出　　力（馬　　力）×　93.3 パーセント
出　　力（キロワット）× 125.0 パーセント

(3)　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が 2 以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量（入力）（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格1次最大入力（キロボルトアンペア）の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過　30ミリアンペア以下	1.5
		30ミリアンペア超過　50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過　100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過　200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下	7.5
		500ミリアンペア超過　1,000ミリアンペア以下	10
	95キロボルトピーク超過100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過　1,000ミリアンペア以下	13.5
	100キロボルトピーク超過125キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	9.5
		500ミリアンペア超過　1,000ミリアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	11
		500ミリアンペア超過　1,000ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量　0.75マイクロファラッド以下		1
	0.75マイクロファラッド超過1.5マイクロファラッド以下		2
	1.5　マイクロファラッド超過　3マイクロファラッド以下		3

(4)　電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（キロワット）＝ 最大定格1次入力（キロボルトアンペア）× 70パーセント

ロ　イ以外の場合

入力（キロワット）＝ 実測した1次入力（キロボルトアンペア）× 70パーセント

(5)　そ　の　他

イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて1契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

5　離島ユニバーサルサービス調整

(1)　離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ　離島平均燃料価格

原油換算値1キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島平均燃料価格は，100円単位とし，100円未満の端数は，10円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格 ＝ A × α

A＝各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格

α＝1.0000

なお，各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格の単位は，1円とし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。

ロ　離島基準燃料価格

原油換算値1キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300円といたします。

ハ　離島調整上限燃料価格

原油換算値1キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000円といたします。

ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，1 銭とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(イ) 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島基準燃料価格} - \text{離島平均燃料価格}) \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

(ロ) 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

(ハ) 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合

離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島調整上限燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

ホ 離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に係る電気に適用いたします。

(イ) 各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ロ)，(ハ)および(ニ)の場合を除き，次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年1月1日から3月31日までの期間	その年の5月の検針日から6月の検針日の前日までの期間
毎年2月1日から4月30日までの期間	その年の6月の検針日から7月の検針日の前日までの期間
毎年3月1日から5月31日までの期間	その年の7月の検針日から8月の検針日の前日までの期間
毎年4月1日から6月30日までの期間	その年の8月の検針日から9月の検針日の前日までの期間
毎年5月1日から7月31日までの期間	その年の9月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年6月1日から8月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年7月1日から9月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年8月1日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の1月の検針日の前日までの期間
毎年9月1日から11月30日までの期間	翌年の1月の検針日から2月の検針日の前日までの期間
毎年10月1日から12月31日までの期間	翌年の2月の検針日から3月の検針日の前日までの期間
毎年11月1日から翌年の1月31日までの期間	翌年の3月の検針日から4月の検針日の前日までの期間
毎年12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の2月29日までの期間）	翌年の4月の検針日から5月の検針日の前日までの期間

(ﾛ) 記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ハ)　定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(イ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(イ)にいう検針日は，応当日といたします。

(ニ)　検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(イ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。

ヘ　離島ユニバーサルサービス調整額

(イ)　定額制供給の場合

a　電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

b　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

(ロ)　従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は，その１月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

(2)　離島基準単価

離島基準単価は，離島平均燃料価格が 1,000 円変動した場合の値といたします。

イ　定額制供給の場合

(イ)　電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに1月につき次のとおりといたします。

電灯	10ワットまでの1灯につき	4厘
	10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	9厘
	20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	1銭8厘
	40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	2銭5厘
	60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	4銭3厘
	100ワットをこえる1灯につき50ワットまでごとに	2銭1厘
小型機器	50ボルトアンペアまでの1機器につき	1銭3厘
	50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの1機器につき	2銭5厘
	100ボルトアンペアをこえる1機器につき50ボルトアンペアまでごとに	1銭3厘

(ロ)　電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，1日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	0厘
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	1厘
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	1厘
総容量が500ボルトアンペアをこえ1キロボルトアンペアまでの場合	7厘
総容量が1キロボルトアンペアをこえ3キロボルトアンペアまでの場合1キロボルトアンペアまでごとに	7厘

(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき	8厘

ロ　従量制供給の場合

離島基準単価は，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	1厘

(3)　離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を，インターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

6　平均力率の算定

(1)　平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2+(\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

(2)　有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7　契約負荷設備の総容量の算定

(1)　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(ｲ) 住宅，アパート，寮，病院，学校，寺院およびこれに準ずるもの。

1 差込口につき　50 ボルトアンペア

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

1 差込口につき　100 ボルトアンペア

(2) 契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の 1 回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

8 発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ 発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値(卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。)

ロ 発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30 分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

$$\text{発電バランシンググループごとの発電計画} = \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

(2)　接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値(卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。)

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。)

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3)　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

(ｲ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。)

(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。)

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(イ)または(ロ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの 31（電力および電力量の算定）(14)イ(ロ)および(ハ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30 分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画

＝ みなし需要抑制計画の値

$$\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(イ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ロ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回る場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた値

9　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1)　定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その 1 月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの1灯につき	10 ワット×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	20 ワット×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	40 ワット×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	60 ワット×ロに定める月別使用時間
		60 ワットをこえ 100 ワットまでの1灯につき	100 ワット×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる1灯につき50ワットまでごとに	50 ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備1機器につき		20キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40 キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における3月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2)　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値

の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ)　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ)　前3月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が 10 日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100 パーセント} + (\pm\text{誤差率})}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ)　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ)　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3)　(1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の 30 分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4)　発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第1年度，
第2年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月1日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの
実需給の
開始時刻の
1時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要
想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td rowspan="2">需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="4">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">―</td></tr>
</table>

（注 1）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注 2）年度とは，4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。

（注 3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注 4）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第1年度，
第2年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月1日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの
実需給の
開始時刻の
1時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・
販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の了日時，停止内容，その必要な項目</td><td>—</td><td>—</td><td colspan="2">—</td></tr>
<tr><td rowspan="2">—</td><td rowspan="2">—</td><td colspan="4">計画外作業</td></tr>
<tr><td colspan="4">計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注 1）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注 2）年度とは，4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。

（注 3）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注 4）計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。

（注 5）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注 6）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第1年度，
第2年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月1日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの
実需給の
開始時刻の
1時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30分ごとの値</td></tr>
</table>

(注 1) 需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。
(注 2) 年度とは，4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。
(注 3) 当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
(注 4) 翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1)　照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧 （ボルト）	管灯の定格消費電力 （ワット）	コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）
100	10	4.5
	15	5.5
	20	9
	30	11
	40	17
	60	21
	80	30
	100	36
200	40	4.5
	60	5.5
	80	7
	100	9

ロ　ネオン管灯（1次電圧100ボルトの場合といたします。）

変圧器2次電圧 （ボルト）	変圧器容量 （ボルトアンペア）	コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）
3,000	80	30
6,000	100	50
9,000	200	75
12,000	300	100
15,000	350	150

ハ　水 銀 灯

出　　力 （ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100 ボルト	200 ボルト
50 以下	30	7
100 以下	50	9
250 以下	75	15
300 以下	100	20
400 以下	150	30
700 以下	250	50
1,000 以下	300	75

(2)　誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(イ)　単相誘導電動機

電動機定格出力	馬　　力	1／8	1／4	1／2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ 取付容量 （マイクロファラッド）	使用電圧 100 ボルト	50	75	75	100
	使用電圧 200 ボルト	20	20	30	40

(ロ)　3 相誘導電動機（使用電圧 200 ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電 動 機	馬　力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
定格出力	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ	2 極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
取付容量	4 極	－	－	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
(マイクロファラッド)	6 極	－	－	50	100	100	150	300	300	500	500	700	800	1,200	1,300

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）		15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって2以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3)　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力（キロボルトアンペア）	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(4)　そ　の　他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14　標準設計基準

(1)　適　　用

イ　この標準設計基準は，Ⅷ（工事費の負担）に規定する工事費の算定に適用いたします。

なお，この標準設計基準に定めのない場合は，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にもとづき，技術上，経済上適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

ロ　この標準設計基準によりがたい場合で特別な施設を要するときは，イにかかわらず

技術的に適当と認められる設計によるものとし，その設計を標準設計といたします。

(2) 高圧または低圧電線路

イ 一 般 基 準

(ｲ) 電圧降下の限度

高圧または低圧電線路における電圧降下の限度は，次の値を標準といたします。この場合の電線路とは，受電地点または供給地点から当社の発変電所の引出口に設置する断路器または供給用変圧器の負荷側接続点に至るまでの電線路といたします。

公称電圧 / 区　域	高圧（ボルト）	低圧（ボルト）	
	6,600	100	200
市　街　地	300	6	20
そ　の　他	600		

ただし，既設電線路を利用する場合または他の需要と同時に供給設備を施設する場合は，他の需要の電圧降下および法令で定められた電圧維持基準等を考慮して施設いたします。

(ﾛ) 経 過 地

高圧または低圧電線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類

高圧または低圧電線路の種類は，次の場合を除き，架空電線路を標準といたします。

a 架空電線路の施設が法令上認められない場合

b 技術上，経済上または地域的な事情により架空電線路とすることが不適当と認められる場合

c 既設電線路との関連において架空電線路とすることが不適当と認められる場合

ロ 架空電線路

(ｲ) 電線路の施設

a 高圧または低圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替または負荷分割等のうち，電線路の保守および保安に支障のない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。

b 高圧または低圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といた

します。

(ロ) 支持物の種類

高圧または低圧架空電線路の支持物は,鉄筋コンクリート柱を標準といたします。ただし，山間部で運搬が困難な場合等，地形上，技術上，経済上または地域的な事情により鉄筋コンクリート柱を使用することが不適当と認められるときには，木柱等他の支持物を使用いたします。

(ハ) 径　　間

高圧または低圧架空電線路の径間は，次の値を標準といたします。ただし，周囲の状況や風圧荷重等の条件により，この径間以外の場合もあります。

施設地域	径　間（メートル）
市　街　地	20　～　40
そ　の　他	30　～　60

(ニ) 支持物の長さ

高圧または低圧架空電線路の支持物の長さは，法令で定められた電線の地表上等からの高さを確保するため，施設する電線の条数や施設方法および他の工作物との離隔等を考慮し，次の値を標準といたします。ただし，根入れ，他の工作物との離隔，装柱，積雪等の関係からこの長さ以外のものを使用する場合があります。

装柱 / 施設地域	低　圧（メートル）	高　圧（メートル）	高低圧併架（メートル）
市　街　地	10　12	13　15	13　15
そ　の　他	10　12	13　15	13　15

(ホ) が い し

高圧または低圧架空電線路を支持するためのがいしは，使用電圧に耐える絶縁性能を有し，かつ，電線の張力や風圧荷重等による機械的応力にも耐える構造のものとし，次のものを標準といたします。

使用箇所 / 電　圧		引 通 箇 所	引 留 箇 所
低圧	本　線	がいしレスラック	
	引込線	ＤＶグリップ	
高　　圧		高圧ピンがいし	高圧耐張がいし ポリマーがいし

(ﾍ)　装　　柱

a　高圧または低圧架空電線路の装柱は，複雑にならないように考慮し，高圧線については水平または縦配線，低圧線については縦配線といたします。ただし，他の工作物，樹木等との離隔距離を確保するため，特殊な装柱とする場合があります。

b　支持物の強度を補う場合は，支線，支柱等を施設いたします。

c　柱上に変圧器を施設する場合は，変台装柱または懸垂装柱といたします。

(ﾄ)　開閉器の種類および容量

a　高圧架空電線路を操作し，または保守するために必要な箇所には，手動開閉器，または自動開閉器および制御用電源を施設いたします。

b　開閉器の容量は，負荷電流および短絡電流を考慮して次の値を標準といたします。

開閉器の容量（アンペア）
300　　600

(ﾁ)　電線の種類および太さ

a　高圧または低圧架空電線路に使用する電線は，銅線またはアルミ線とし，特別な理由がある場合を除き，次によります。

(a)　高圧架空電線には，高圧絶縁電線を使用いたします。

(b)　低圧架空電線には，屋外用ビニル絶縁電線を使用いたします。ただし，低圧引込線には，引込用ビニル絶縁電線，600 ボルトビニル絶縁電線または 600 ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，短絡許容電流，電圧降下および機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

種類 ＼ 種別	銅線		アルミ線
	単線 (導体径　ミリメートル)	より線 (導体断面積　平方ミリメートル)	より線 (導体断面積　平方ミリメートル)
低圧絶縁電線	4　5	38　60	32　58　95
低圧引込用絶縁電線	2.6　3.2	14　22　38　60 100	―
高圧絶縁電線	5	38　60　125	32　58　95　200

(リ)　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，契約電力等に応じて必要容量の直近上位のものを次の中から選定いたします。

なお，3相負荷に対しては，Ｖ結線を標準といたします。

柱上変圧器の容量（キロボルトアンペア）
5　10　20　30　50　75　100

(ヌ)　特殊地域の施設

a　塩害発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路の機器および材料には，耐塩構造のものを使用いたします。

b　雷雨発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，その程度に応じた耐雷施設を設置いたします。

c　雪害のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，雪害防止用の施設を設置いたします。

ハ　地中電線路

(イ)　電線路の施設

高圧または低圧地中電線路の施設方法は,原則として管路式を標準といたします。ただし，施設場所，ケーブルの条数等の条件により，他の施設方法をとることがあります。

(ロ)　地中箱の施設

地中箱は，ケーブル引入れ，引抜き，接続等の工事および点検，その他保守作業を容易に行なうため必要な箇所に施設いたします。また，地上設置機器等を施設する場合にも地中箱を施設いたします。

(ハ)　ケーブルの種類および太さ

a　高圧または低圧地中電線路に使用するケーブルは，銅線またはアルミ線とし，

特別な理由がある場合を除き，次によります。

(a) 高圧ケーブルには，6.6 キロボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

(b) 低圧ケーブルには，600 ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブルまたは 600 ボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

b ケーブルの太さは，許容電流，短絡許容電流，電圧降下等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

種類／種別	銅線（導体断面積 平方ミリメートル）	アルミ線（導体断面積 平方ミリメートル）
低圧ケーブル	14 22 38 60 100 150 200 250	―
高圧ケーブル	38 60 100 150 200 250 325 400	100 150 250 325 400 500

(ニ) 地上設置機器の施設

使用目的および使用場所に応じ，次のとおり機器を施設いたします。

機器名	使用目的
多回路配電塔	高圧幹線の連系，変圧器塔への供給
変圧器塔	低圧のお客さま，低圧引込分岐装置への供給
低圧引込分岐装置	低圧のお客さまへの供給

(3) 特別高圧電線路

イ 一般基準

(イ) 電圧降下の限度

特別高圧電線路における電圧降下の限度は，次の値を標準といたします。この場合の電線路とは，受電地点または供給地点から当社の発変電所の引出口に設置する断路器の負荷側接続点に至るまでの電線路といたします。

公称電圧（キロボルト）	電圧降下の限度（キロボルト）
22	2
33	3
66	6

(ロ)　経過地等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，保守，保安および将来の土地利用計画に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

なお，この場合，送電線からの分岐は，系統運用上に支障のない範囲において行ないます。

(ハ)　電線路の種類

特別高圧電線路の種類は，架空電線路を標準といたします。ただし，架空電線路を施設することが法令上認められない場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，その他の方法によります。

ロ　架空電線路

(イ)　電線路の施設

a　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架または電線張替等のうち，技術的に支障のない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。

b　特別高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として1回線といたします。

c　他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。ただし，電線にケーブルを使用する場合は，これによらない場合があります。

(ロ)　支 持 物

a　特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を標準といたします。

b　95平方ミリメートル鋼心アルミより線1回線の電線路には，施設場所の状況等に応じ鉄柱，パンザーマストまたは鉄筋コンクリート柱を使用する場合があります。

c　公称電圧 33 キロボルト以下の架空電線路を道路沿いに施設する場合は，原則として鉄筋コンクリート柱を使用いたします。

(ハ)　径　　間

特別高圧架空電線路の径間は，次の値を標準といたします。

支持物種類	径　間（メートル）
鉄　　塔	150　～　300
そ　の　他	70　～　180

なお，(ロ) c により施設する電線路の径間は，次の値を標準といたします。ただし，

電線および支持物に加わる風圧荷重や周囲の状況により，この径間以外の場合もあります。

施設地域	径　間（メートル）
市　街　地	20　～　40
そ　の　他	40　～　60

(ニ)　が い し

a　特別高圧架空電線路で使用するがいしは，懸垂がいしまたはラインポストがいしを標準といたします。ただし，状況により耐塩用懸垂がいし，長幹がいしを使用する場合があります。

なお，(ロ) c により施設する電線路には，引留型がいしまたは引通型がいしを標準といたします。

b　懸垂がいしの連結個数は，次の値を標準といたします。

250 ミリメートル懸垂がいしの連結個数

汚　損　区　分		A	B	C	D	E
塩分付着密度（ミリグラム／平方センチメートル）		0.0625	0.125	0.25	0.5	塩水注入
目安とする概略距離	海岸からの概略距離（キロメートル）	一般地区	10～15	3～10	0～3	海岸近傍
	発煙源からの距離（工場地域に対して）	－	工場地域周辺の比較的軽度の煤塵害地域	工場地域の周辺部		－
公　　称	22	2	2	2	3	3
電　　圧	33	3	3	3	3	4
（キロボルト）	66	5	5	6	7	9

c　その他のがいしを使用する場合は，懸垂がいしに準じて施設いたします。

d　がいしには，必要に応じてアーキングホーンを取り付けます。

(ホ) 装柱，その他

a　支持物の装柱は，電圧，電線の種類および太さ，気象条件，地形的条件ならびに用地事情等を考慮して決定いたします。

b　絶縁間隔は，次の値を標準といたします。

公　称 電　圧 (キロボルト)	標準がいし 個　数 (個)	標準絶縁 間　隔 (ミリメートル)	最小絶縁 間　隔 (ミリメートル)	ジャンパーと 腕金との間隔 (ミリメートル)
22	2	350	200	450
33	3	550	250	650
66	5	650	400	800

(ヘ) 電線の種類および太さ

a　電線の種類は，アルミ覆鋼心アルミより線を標準といたします。ただし，腐食のおそれがある場合等特別の場合には，他の適当な電線を使用することがあります。

なお，(ロ) c により施設する電線路には，原則として特別高圧絶縁電線を使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，電圧降下，電力損失および機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。ただし，他の支持物に併架する場合は，弛度の関係上，これによらない場合があります。

公称断面積 (平方ミリメートル)	より線構成　素線数／素線径（ミリメートル）	
	硬　ア　ル　ミ	ア　ル　ミ　覆　鋼
95	6／4.5	1／4.5
120	30／2.3	7／2.3
160	30／2.6	7／2.6
240	30／3.2	7／3.2
330	26／4.0	7／3.1
410	26／4.5	7／3.5
610	54／3.8	7／3.8

なお，(ﾛ) c により施設する電線は，許容電流，短絡許容電流，電圧降下等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

銅線公称断面積 (平方ミリメートル)	アルミ線公称断面積 (平方ミリメートル)
60　80　100　150	95　120

(ﾄ)　地 上 高

電線の最低地上高は，次の値を標準といたします。

公称電圧（キロボルト）	地上高（メートル）
22・33	6
66	7

なお，(ﾛ) c により施設する電線路の特別高圧絶縁電線の最低地上高は，8 メートルを標準といたします。

ただし，次の場合は，その状況に応じ必要な高さを保持いたします。

a　線路付近に建造物がある場合，またはその建設が予測される場合

b　積雪の多い地域

c　電線の高さが用地確保のための条件となる場合

d　道路横断箇所その他保安上必要と認められる場合

(ﾁ)　架空地線

a　支持物に鉄塔を使用する場合は，原則として架空地線を施設いたします。

b　架空地線は，次の場合を除き，亜鉛めっき鋼より線を使用いたします。

(a)　機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要がある場合

(b)　腐食のおそれがある場合

(c)　その他特別の事情がある場合

なお,その太さは,電線路の設計条件にもとづいて次の中から選定いたします。

公称断面積 (平方ミリメートル)	よ り 線 構 成 素線数／素線径 (ミリメートル)
70	7／3.5
90	7／4.0

c　雷害対策上必要な場合は，鉄塔に埋設地線を施設する場合があります。

(リ) 電力線搬送用ライントラップの施設

搬送波の重畳されている電線路から分岐電線路を施設する場合は，原則として搬送波を阻止する電力線搬送用ライントラップを分岐側に施設いたします。

(ヌ) そ の 他

a (ロ) c により施設する電線路には，分岐箇所に必要に応じ開閉器を施設いたします。

b (ロ) c により施設する電線路には，重要機器およびケーブルとの接続点に原則として避雷器を施設いたします。

ハ 地中電線路

(イ) 電線路の施設

特別高圧地中電線路の施設方法は，原則として管路式を標準といたします。ただし，次の場合は，他の方法とする場合があります。

a 重車両が通ることなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合は，直接埋設式とする場合があります。

b 当該電線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合は，暗きょ式または開きょ式とする場合があります。

(ロ) ケーブルの種類および太さ

a ケーブルの種類は，電圧，経過地，施設方法その他の条件を考慮して決定いたします。

b ケーブルの太さは，許容電流，電圧降下等を考慮して原則として次の中から選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

公称電圧（キロボルト）	公称断面積（平方ミリメートル）
22・33	60　100　150　200　250
66	80　100　150　200　250　325　400

(ハ) 避雷器の施設

特別高圧架空電線路に接続される地中電線路には，ケーブルの保護のため，接続部に避雷器を取り付ける場合があります。

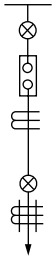
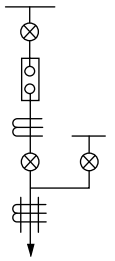
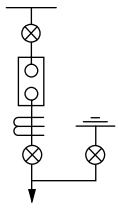
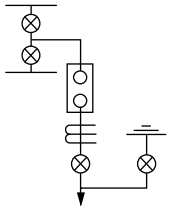
(4) 変電設備

イ 一般基準

電線路の引出口設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

ロ 結線法

電線路の引出口設備の結線および主要機器取付台数は，次のとおりといたします。

区分		結線法	機器名	台数	備考
高圧	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1 台 2 台 2 台 1 台 1 式	しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器を省略いたします。
	補助母線付		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1 台 3 台 2 台 1 台 1 式	しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器は1台といたします。
特別高圧	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1 台 2 台 3 台 1 式	1 台は接地装置付 ただし，しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器を省略いたします。
	2重母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1 台 3 台 3 台 1 式	1 台は接地装置付

(凡 例)

しゃ断器	断路器	接地装置	変流器	零相変流器

ハ　しゃ断器

(イ)　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流および施工時の系統構成または将来構成されることが予定されている系統構成について計算した短絡容量から判断して，必要最小のものを次の中から選定いたします。

公称電圧 (キロボルト)	定格電圧 (キロボルト)	定 格 電 流 (アンペア)	定格しゃ断電流 (キロアンペア)	形　　式
6.6	7.2	600　1,200　2,000	12.5　20	ガス形，真空形
22・33	36	600	12.5　16　25	ガス形，真空形
66	72	800　1,200　2,000	20　25　31.5　40	ガス形，真空形

(ロ)　将来の系統構成は，5年程度先を目標といたします。

ニ　断 路 器

断路器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流およびその系統で必要な定格短時間耐電流から判断して，必要最小のものを次の中から選定いたします。

公称電圧 (キロボルト)	定格電圧 (キロボルト)	定 格 電 流 (アンペア)	定格短時間耐電流 (キロアンペア)	形　　式
6.6	7.2	600　1,200　2,000	12.5　20	三極単投
22・33	36	600	12.5　16　25	三極単投
66	72	800　1,200　2,000	20　25　31.5　40	三極単投

ホ　変 流 器

変流器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流およびその系統の事故電流から判断して，必要最小のものを選定いたします。

ヘ　配 電 盤

(イ)　配電盤には，原則として電流計，電圧計，しゃ断器操作用開閉器および運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ，電力量計および無効電力量計等を取り付けます。

なお，無人変電所の場合には，当該設備の遠隔監視制御装置を取り付けます。

(ロ)　電線路には，短絡または地絡を生じた場合に自動的に電線路をしゃ断するための必要な保護装置を取り付けます。

なお，原則として各電線路には自動再閉路継電器を施設し，必要な箇所には母線

保護継電器を取り付けます。

(5) 保安通信設備

イ 保安通信用電話設備

(イ) 一般基準

a 施設基準

保安通信用電話設備は，原則として，特別高圧により受電または供給する場合に法令の定めるところにより施設いたします。

なお，回線数は，原則として1回線といたします。

b 通信方式および伝送媒体

保安通信用電話設備は,当該供給設備の保安上の重要度および経済性を考慮し，原則として，次の中から最も妥当な方式および媒体により施設いたします。

通信方式	伝送媒体
架空通信線路	メタル
	光ファイバ
地中通信線路	メタル
	光ファイバ
光ファイバ複合架空地線	光ファイバ
電力線搬送	電力線

c 経過地

通信線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，通信線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ロ) 架空通信線路

a 通信線路の施設

架空通信線路は，公称電圧 33 キロボルト以下の架空電線路への添架または他の架空通信線への共架により施設いたします。ただし，技術上，経済上適当でない場合は，通信線路を単独に施設する場合があります。

b 通信線の種類

架空通信線は，原則として次から選定いたします。

種　　類	仕　　様
メタル通信ケーブル	ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル
光ファイバケーブル	石英系シングルモード光ファイバ

なお，心線数（対数）は障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

c　搬送端局装置

(a)　搬送端局装置を設置することといたします。ただし，通信線をメタル通信ケーブルとした場合で，技術的に適当と認められるときは設置しないことといたします。

(b)　装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。

(c)　伝送容量は，必要最小限といたします。

(ハ)　地中通信線路

a　通信線路の施設

地中通信線路の施設方法は，管路式といたします。ただし，車両通行がなく，かつ，再掘さくが可能な場合には，直接埋設式とすることがあります。

b　通信線の種類

(ロ) b に準じます。ただし，直接埋設とする場合はポリエチレン絶縁ポリエチレンシースケーブルまたは鋼帯がい装付きといたします。

c　搬送端局装置

(ロ) c に準じます。

(ニ)　光ファイバ複合架空地線

a　通信線路の施設

光ファイバ複合架空地線の施設方法は，(3)ロ(チ)に準じます。

b　通信線の種類

架空地線と石英系シングルモード光ファイバを複合したものといたします。

なお，心線数は障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

c　搬送端局装置

(a)　搬送端局装置を設置することといたします。

(b)　装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。

(c)　伝送容量は，必要最小限といたします。

(ホ)　電力線搬送

a　結合方式

電力線搬送設備の電線路との結合方式は，原則として線間結合方式といたします。

なお，塩害のおそれがある地域に施設する結合コンデンサは，耐塩用がい管を

使用いたします。

b　搬送端局装置

(a)　装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。

(b)　伝送容量は，必要最小限といたします。

ロ　電話設備以外の保安通信設備

電力系統の保護および運用上必要な場合は,系統保護用設備等を施設するものとし,イの基準を準用いたします。

ハ　保 安 装 置

保安装置は，保安上必要な限度において施設いたします。

15　スポットネットワーク方式の工事費の算式

70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(イ)a(c)の工事費の算定は，次の算式によります。

$$\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数} - 1}$$

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

70(供給地点への供給設備の工事費負担金)(1)ロ(イ)a(b)の工事費単価 ×｛ 100パーセント ＋ 20パーセント ×（利用回線数 － 1)｝

託送供給等約款別冊

系 統 連 系 技 術 要 件

令和６年４月１日実施

北海道電力ネットワーク株式会社

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　目　　的 …… 1

2　適 用 の 範 囲 …… 1

3　協　　議 …… 1

Ⅱ　低圧配電系統との連系に必要な技術要件

Ⅱ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

4　電　気　方　式 …… 2

5　運転可能周波数 …… 2

6　力　　率 …… 3

7　高　　調　　波 …… 3

8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3

9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3

10　不要解列の防止 …… 4

11　保護装置の設置 …… 7

12　保護装置の設置場所 …… 8

13　解　列　箇　所 …… 8

14　保護リレーの設置相数 …… 9

15　接　地　方　式 …… 9

16　直流流出防止変圧器の設置 …… 9

17　電　圧　変　動 …… 10

18　短　絡　容　量 …… 11

19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… 11

20　発電設備等の種類 …… 11

21　サイバーセキュリティ対策 …… 12

22　発 電 機 諸 元 …… 12

Ⅱ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

23　力　　率 …… 14

24　保護装置等の設置 …… 14

Ⅲ　高圧配電系統との連系に必要な技術要件

Ⅲ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

25　電　気　方　式 …… 15
26　運転可能周波数 …… 15
27　力　　率 …… 15
28　高　　調　　波 …… 16
29　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 16
30　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 16
31　不要解列の防止 …… 16
32　保護装置の設置 …… 19
33　保護装置の設置場所 …… 21
34　解　列　箇　所 …… 21
35　保護リレーの設置相数 …… 21
36　自動負荷制限 …… 21
37　線路無電圧確認装置の設置 …… 22
38　接　地　方　式 …… 22
39　直流流出防止変圧器の設置 …… 22
40　電　圧　変　動 …… 23
41　短　絡　容　量 …… 25
42　発電機定数・諸元 …… 25
43　昇圧用変圧器 …… 27
44　連　絡　体　制 …… 28
45　バンク逆潮流の制限 …… 28
46　サイバーセキュリティ対策 …… 28

Ⅲ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

47　電　気　方　式 …… 29
48　力　　率 …… 29
49　高　　調　　波 …… 29
50　電圧変動対策 …… 30
51　保護装置等の設置 …… 30
52　サイバーセキュリティ対策 …… 31

Ⅳ　特別高圧系統との連系に必要な技術要件

Ⅳ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

53　電　気　方　式 …… 32
54　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 32
55　力　　率 …… 32
56　高　　調　　波 …… 33
57　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 33
58　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 33
59　不要解列の防止 …… 34
60　保護装置の設置 …… 36
61　再 閉 路 方 式 …… 40
62　保護装置の設置場所 …… 40
63　解　列　箇　所 …… 40
64　保護リレーの設置相数 …… 41
65　自動負荷制限および発電抑制 …… 41
66　線路無電圧確認装置の設置 …… 42
67　発電機運転制御装置の付加 …… 42
68　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 45
69　直流流出防止変圧器の設置 …… 45
70　電　圧　変　動 …… 45
71　出　力　変　動 …… 47
72　短絡電流および地絡電流対策 …… 47
73　発電機定数・諸元 …… 47
74　昇圧用変圧器 …… 52
75　連　絡　体　制 …… 52
76　電気現象記録装置 …… 55
77　サイバーセキュリティ対策 …… 55

Ⅳ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

78　電　気　方　式 …… 55
79　力　　率 …… 55
80　高　　調　　波 …… 55
81　電圧フリッカ …… 57
82　電 圧 不 平 衡 …… 57

83　電圧変動対策 …… 57
84　保　護　協　調 …… 57
85　保護装置の設置 …… 58
86　連　絡　体　制 …… 58
87　サイバーセキュリティ対策 …… 59

Ⅰ　総　　則

1　目　　的

この系統連系技術要件は，託送供給等約款 8（契約の要件）にもとづき，発電者および需要者の電気設備を，当社電力系統（以下，Ⅰ〔総則〕において，「系統」といいます。）に連系することを可能とするために必要となる技術要件を示したものです。

2　適 用 の 範 囲

この系統連系技術要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下，「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備，または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。ただし，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この系統連系技術要件を適用いたします。

なお，既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等をいいます。）には，この系統連系技術要件を適用いたします。

また，33kV スポットネットワーク配電線に発電設備等を連系することはできませんが，需要設備を連系する場合は別途協議させていただきます。

3　協　　議

この系統連系技術要件は，系統に連系する場合の技術要件であり，実際の連系にあたっては，この系統連系技術要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　低圧配電系統との連系に必要な技術要件

発電設備等および需要設備を，当社の低圧配電系統（以下，Ⅱ〔低圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

Ⅱ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件

4　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相 2 線式・単相 3 線式・三相 3 線式）と同一としていただきます。

(1)　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2)　単相 3 線式の系統に単相 2 線式 200V の発電設備等を連系する場合で，受電地点の遮断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合

5　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

(1)　連続運転可能周波数は，48.5Hz をこえ 50.5Hz 以下

(2)　運転可能周波数は，47.5Hz 以上 51.5Hz 以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒）。

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらないものといたします。

6　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止するうえでやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。

7　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。

8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお,ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については,技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成 24 年経済産業省令第 46 号，以下,「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって,燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち 10kW 以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。

10　不要解列の防止

(1)　保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。

なお，満たすべき FRT 要件は表Ⅱ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）および図Ⅱ－1（FRT 要件のイメージ〔太陽光発電設備を例に記載〕）のとおりといたします。

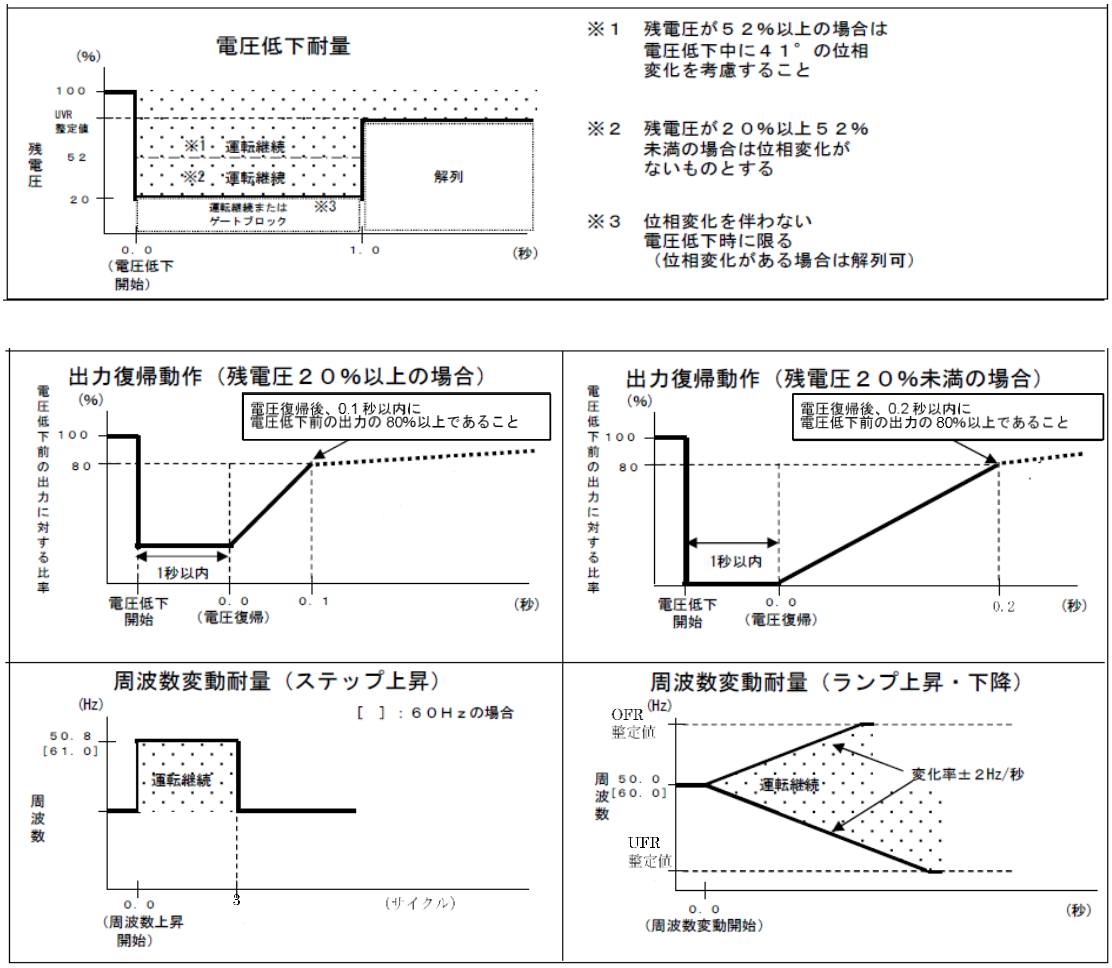
表Ⅱ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	風力		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	蓄電池		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	ガスエンジン	単機出力 2kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
		単機出力 2kW 以上 10kW 未満※				

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く

<table>
<tr><th colspan="3" rowspan="2">発電設備等</th><th colspan="3">電圧低下</th><th>周波数変動
（運転継続）</th></tr>
<tr><th>残電圧 20%以上
（運転継続）</th><th>残電圧 20%未満
（運転継続または
ゲートブロック）</th><th>残電圧 52%以上・
位相変化 41 度以下
（運転継続）</th><th>50Hz 系統</th></tr>
<tr><td rowspan="2">単相</td><td rowspan="2">複数直流入力システム</td><td>太陽光
＋蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4 秒以内としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4 秒以内としてもよい。）</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>燃料電池
＋蓄電池

ガスエンジン＋蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td>風力</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
</table>



図Ⅱ－1　FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

11　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列す

るための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレーまたは過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これにより代用できるものといたします。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3)　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4)　構内設備故障対策

発電設備等構内の故障に対しては，24（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。

(5)　単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

なお，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

12　保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

13　解　列　箇　所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　機械的な解列箇所 2 箇所

(2)　機械的な解列箇所 1 箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3)　発電設備等連絡用遮断器

14　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

(1)　過電圧リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式および三相3線式については2相に設置すること。

なお，単相3線式では中性線と両電圧線間とすること。

(2)　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式においては2相，三相3線式については3相に設置すること。

なお，単相3線式では中性線と両電圧線間とすること。

(3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，1相に設置すること。

(4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。

イ　不足電力リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式においては2相，三相3線式については3相に設置すること。

なお，単相3線式では中性線と両電圧線間，三相3線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできます。

ロ　不足電圧リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式および三相3線式については2相に設置すること。

なお，単相3線式では中性線と両電圧線間とすること。

15　接　地　方　式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

16　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために,受電地点と逆変換装置との間に変圧器(単巻変圧器を除きます。)を設置していただきます。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

17 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100V に対しては 101±6V，標準電圧 200V に対しては 202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。

なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ 自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ 他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ 同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ 二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ 誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ヘ 発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，「SVC」といいます。）の設置やサイリ

スタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は，当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。

なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。

18　短　絡　容　量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相 3 線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，3 極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

20　発電設備等の種類

逆潮流ありの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に

限ります。ただし，逆変換装置を用いない場合でも，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出および解列ができ,他の需要家へ影響を及ぼすおそれがない場合に限り,逆潮流ありの連系とすることができます。

21　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については,サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し,または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり,適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに,氏名および一般加入電話番号または携帯電話番号を通知すること。

22　発電機諸元

当社の求めに応じて，表Ⅱ－2（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。

なお，第三者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。

表Ⅱ－2　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電 源 種	設　　備	諸　　元
共　　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風　　力	発電プラント 制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄 電 池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

Ⅱ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

23　力　　率

(1)　需要者の供給地点における力率は，原則として，電灯契約の適用を受ける供給地点については 90%以上，その他の供給地点については 85%以上に保持していただきます。

(2)　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお,進相用コンデンサは,託送供給等約款別表 13(進相用コンデンサ取付容量基準)を基準として取り付けていただきます。

24　保護装置等の設置

(1)　需要設備構内の短絡故障および地絡故障保護用として，過電流保護機能付き漏電遮断器を設置していただきます。

(2)　需要者が，次の原因等で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。

イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

Ⅲ　高圧配電系統との連系に必要な技術要件

発電設備等および需要設備を，当社の高圧配電系統（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

Ⅲ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件

25　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。

26　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

(1)　連続運転可能周波数は，48.5Hz をこえ 50.5Hz 以下

(2)　運転可能周波数は，47.5Hz 以上 51.5Hz 以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，FRT 要件の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒）。

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらないものといたします。

27　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止するうえでやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。

28 高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率5%以下，各次電流歪率3%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，49（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

29 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお,ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については,技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

30 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。

31 不要解列の防止

(1) 保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，51（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事

故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

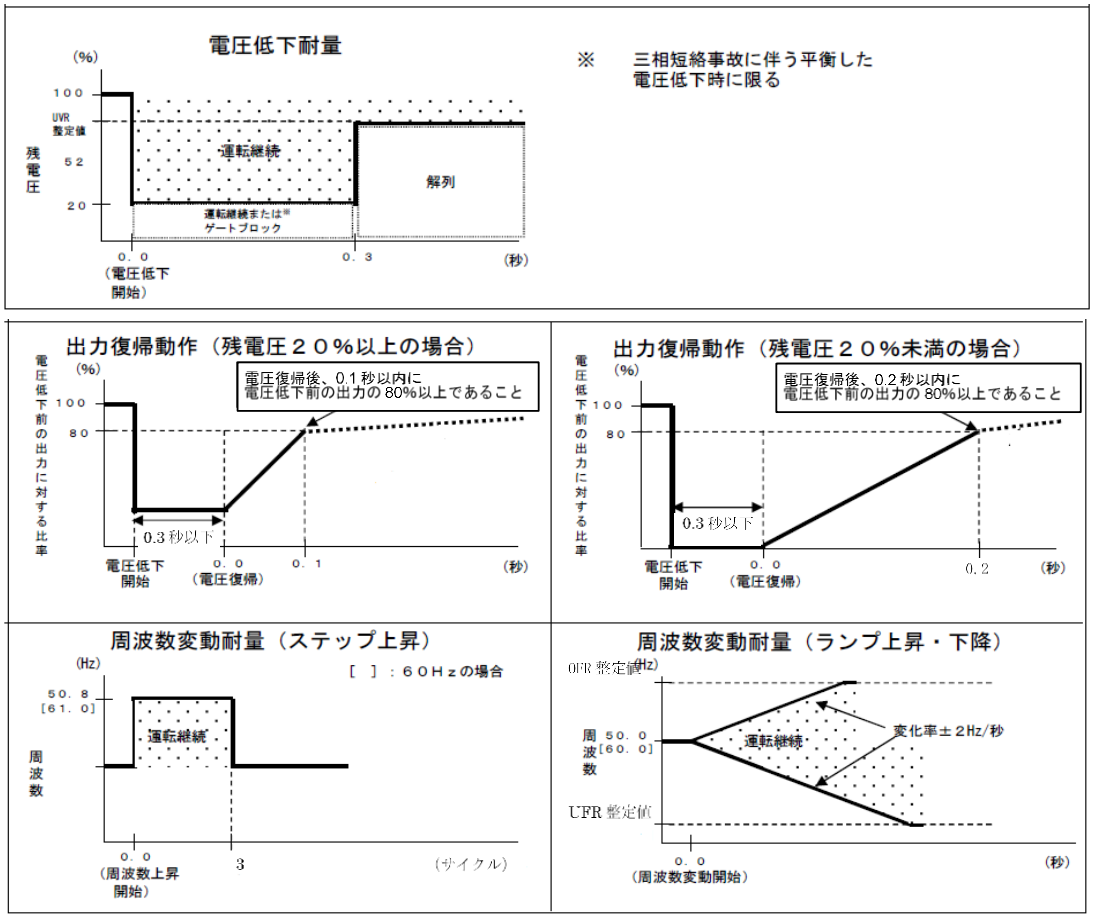
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。

なお，満たすべき FRT 要件は表Ⅲ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）および図Ⅲ－1（FRT 要件のイメージ〔太陽光発電設備を例に記載〕）のとおりです。

表Ⅲ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧 20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20%未満
（運転継続または
ゲートブロック）</td><td>残電圧 52%以上・
位相変化 41 度以下
（運転継続）</td><td>50Hz 系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単
相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三
相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>燃料電池※</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
</table>

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く



図Ⅲ－1　FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

32　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3)　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものといたします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が 10kW 以下の場合

(4)　構内設備故障対策

発電設備等構内の故障に対しては，51（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。

(5)　逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

また，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。

(6)　逆潮流がない場合の単独運転防止対策

逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できるものといたします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に

比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ1方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。

また，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。

33 保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

34 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 受電用遮断器

(2) 発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置

(3) 発電設備等連絡用遮断器

(4) 母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

35 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは1相設置とすること。

(3) 短絡方向リレーは3相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合には，2相設置とすることができるものといたします。

(4) 不足電圧リレーは3相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合には，1相設置とすることができるものといたします。

(5) 不足電力リレーは2相設置とすること。

36 自 動 負 荷 制 限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある

場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

37　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

(2)　転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(3)　2 方式以上の単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(4)　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が 2 系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，2 系列目の上記装置については，次のうちいずれか 1 方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。

イ　保護リレーの 2 系列目は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できるものといたします。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できるものといたします。

38　接　地　方　式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

39　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために,受電地点と逆変換装置との間に変圧器(単巻変圧器を除きます。)を設置していただきます。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべ

ての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

40 電 圧 変 動

(1)　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値(標準電圧100Vに対しては101±6V，標準電圧 200V に対しては 202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。

なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に電圧を調整すること。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル

等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施すること。

(3)　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。なお，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても,将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は，当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。

なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とさせていただきます。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。

41 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

42 発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また,当社の求めに応じて,表Ⅲ－2(当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元)の諸元を提出していただきます。

なお，第三者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。

表Ⅲ－2　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量

電 源 種	設　　備	諸　　元
同 期 機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無
風　　力	発電プラント 制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄 電 池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

43　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

44 連 絡 体 制

発電者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

(1) 専用保安通信用電話設備

(2) 電気通信事業者の専用回線電話

(3) 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

イ 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

ロ 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

ハ 停電時においても通話可能なものであること。

ニ 災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

45 バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者側で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所の保護装置の設置等により，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

46 サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物(発電事業の用に供するものに限ります。)は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限

化等を行なうために次のとおり,適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ－2 需要設備の連系に必要な技術要件

47 電 気 方 式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。

48 力 率

需要者の供給地点における力率は，原則として，系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。

また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。

49 高 調 波

高調波発生機器を使用した電気設備を当社系統に接続する場合に，その高調波電流を抑制するため，以下の要件を遵守していただきます。

(1) 対象となる需要者

イ 設置する高調波発生機器の容量を 6 パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「等価容量」といいます。）を計算し，託送供給申込み時に当社にその値を通知していただきます。このうち，等価容量が 50kVA をこえる需要者（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「対象者」といいます。）が，本要件の対象となります。

ロ イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V 以下の系統に接続して使用する定格電流 20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器といたします。

ハ 対象者がロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器の新設，増設または更新等によって新たに対象者に該当する場合においても適用いたします。

(2) 高調波流出電流の算出

対象者は，系統に流出する高調波流出電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ 高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。

ロ 高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ 対象とする高調波の次数は，40 次以下といたします。

ニ 対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表Ⅲ－3（1kW あたりの高調波流出電流上限値）に示す値に接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値といたします。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

表Ⅲ－3 1kW あたりの高調波流出電流上限値 （単位：mA／kW）

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
6.6kV	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

50 電圧変動対策

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

51 保護装置等の設置

(1) 需要設備の故障検出のため，短絡事故保護用として過電流リレーを，地絡事故保護用として地絡方向リレーを設置し，事故の除去および事故範囲の局限化等を行なうために，保護協調を行なっていただきます。

(2)　需要者が，次の原因等で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。

イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

52　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

Ⅳ　特別高圧系統との連系に必要な技術要件

発電設備等および需要設備を当社の特別高圧系統（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

Ⅳ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件

53　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相3線式）と同一としていただきます。

54　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1)　運転可能周波数

発電設備等の運転可能周波数は，当社の周波数維持・制御方式との協調を図るため，原則として以下のとおりとしていただきます。

イ　連続運転可能周波数：48.5Hz 以上 50.5Hz 以下

ロ　運転限界周波数：47.0Hz 以下，51.5Hz 以上

周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz までは連続して運転が可能なものとしていただきます。

周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを 47.0Hz 以下，検出時限を自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2秒以上)。

(2)　並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1Hz 以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1～1.0Hz）とします。ただし，離島等系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

55　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定め

るものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として，発電設備等側からみて遅れ力率 90%から進み力率 95%としていただきます。

また，逆潮流がない場合は，原則として，供給地点における力率を系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。

56 高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，80（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

57 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

58 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。

59　不要解列の防止

(1)　保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定，公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづいて保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，84（保護協調）および85（保護装置の設置）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として，発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列される場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。満たすべき FRT 要件は表Ⅳ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）のとおりです。

表Ⅳ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧 20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20%未満
（運転継続または
ゲートブロック）</td><td>残電圧 52%以上・
位相変化 41 度以下
（運転継続）</td><td>50Hz 系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
</table>

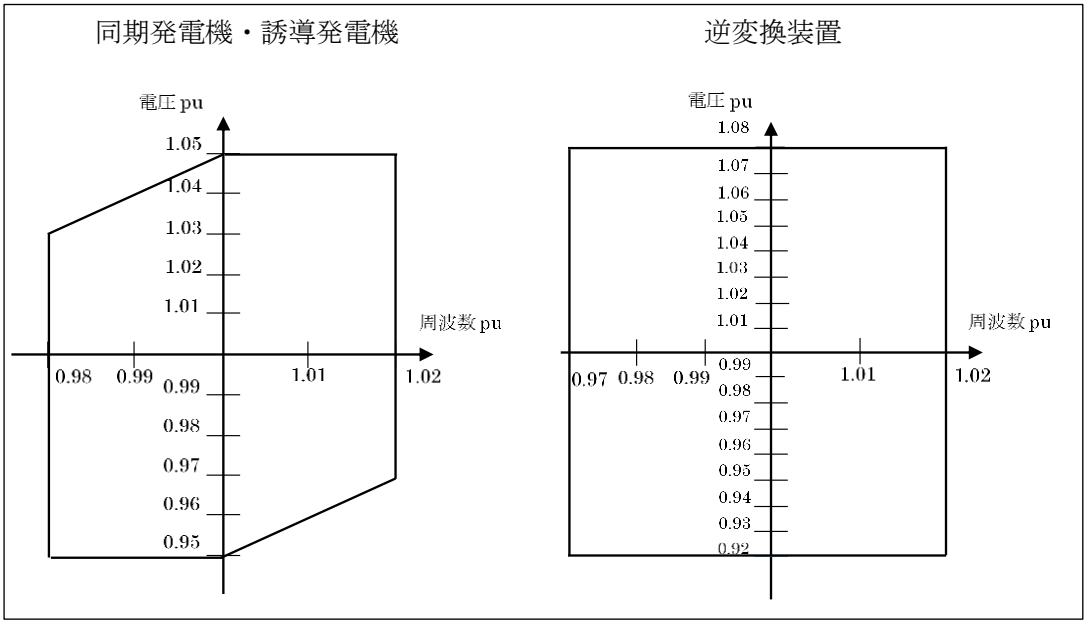
なお，運転を継続する周波数の範囲については 54（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準拠していただきます。

(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，図Ⅳ－1（連続運転の端子電圧および周波数変動範囲）の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

また，これをこえる端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。



図Ⅳ－1　連続運転の端子電圧および周波数変動範囲

ただし，周波数変動範囲に対しては，54（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準じた対策を実施していただきます。

60　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略できることといたします。

(2)　系統側事故対策

イ　短 絡 保 護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(イ)　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

(ロ)　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。

ロ　地 絡 保 護

系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(イ)　中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

(ロ)　中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。

a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

(3)　単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。

なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。また，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該

発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出･保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

(4)　事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

(5)　構内設備事故対策

イ　母 線 事 故

構内母線事故時にはすみやかに当該遮断器を遮断するため,母線保護リレー等を設置していただきます。

ロ　変圧器事故

変圧器事故時には変圧器に接続する全端子の遮断器を遮断するため,変圧器高圧側設置の過電流リレーまたは変圧器内部事故検出用の比率差動リレーを設置していただきます。

(6)　事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器,保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていただきます。

イ　遮断器：2 サイクル以内

ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2 サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

(7)　そ　の　他

受電側接続設備の標準的な送電線保護リレーは表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。

なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。

表Ⅳ－2　標準的な送電線保護リレー

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="2">連系設備</th><th rowspan="2">電圧階級
(kV)</th><th rowspan="2">保護種別</th><th rowspan="2">系列数</th><th colspan="2">系統連系希望者側</th><th colspan="2">当 社 電 気 所 側</th></tr>
<tr><th>短　絡</th><th>地　絡</th><th>短　絡</th><th>地　絡</th></tr>
<tr><td rowspan="6">1回線</td><td rowspan="2">専用引出
※1</td><td rowspan="2">187</td><td>主保護</td><td rowspan="2">1</td><td colspan="2">PCM 電流差動リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>後備保護</td><td colspan="2">距離リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>66</td><td>主保護</td><td>1</td><td>短絡方向リレー
(距離リレー※2)</td><td>地絡過電圧リレー</td><td>距離リレー</td><td>地絡方向リレー,
地絡過電圧リレー</td></tr>
<tr><td rowspan="3">分岐
※1</td><td rowspan="2">187</td><td>主保護</td><td rowspan="2">1</td><td colspan="2">PCM 電流差動リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>後備保護</td><td colspan="2">方向比較リレー(受信専用)</td><td colspan="2">方向比較付距離リレー</td></tr>
<tr><td>66</td><td>主保護</td><td>1</td><td>短絡方向リレー
(距離リレー※2)</td><td rowspan="2">地絡過電圧リレー</td><td>距離リレー</td><td rowspan="2">地絡方向リレー,
地絡過電圧リレー</td></tr>
<tr><td>33</td><td>主保護</td><td>1</td><td>過電流リレー</td><td>過電流リレー</td></tr>
<tr><td rowspan="8">2回線</td><td rowspan="4">専用引出
※1</td><td rowspan="2">275
※3</td><td>主保護</td><td rowspan="2">2</td><td colspan="2">PCM 電流差動リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>後備保護</td><td colspan="2">距離リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td rowspan="2">187</td><td>主保護</td><td rowspan="2">1</td><td colspan="2">PCM 電流差動リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>後備保護</td><td colspan="2">方向比較付距離リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td rowspan="2">66</td><td>主保護</td><td rowspan="2">1</td><td colspan="2">回線選択リレー
(PCM 電流差動リレー※4)</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>後備保護</td><td>距離リレー</td><td>地絡方向リレー,
地絡過電圧リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td rowspan="4">分岐
※1</td><td rowspan="2">187
※3</td><td>主保護</td><td rowspan="2">2</td><td colspan="2">PCM 電流差動リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>後備保護</td><td colspan="2">距離リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td rowspan="2">66</td><td>主保護</td><td rowspan="2">1</td><td colspan="2">回線選択リレー
(PCM 電流差動リレー※4)</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>後備保護</td><td>距離リレー</td><td>地絡方向リレー,
地絡過電圧リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
</table>

※1　専用引出：当該系統連系希望者のみが連系する受電側接続設備を当社電気所から直接引き出す連系形態をいいます。
　　分　　岐：既設送電線から分岐する連系形態をいいます。
※2　距離リレーは，短絡方向リレーでは電源側の短絡検出リレーと協調が図れない場合に適用いたします。
※3　リレー盤新設の場合の標準的な構成は，主後一体型（PCM 電流差動リレー／距離リレー）2 系列といたします。
※4　PCM 電流差動リレーは，短距離送電線，多端子系統，零相循環電流の発生等により回線選択方式が有効に機能しない場合に適用いたします。

61 再 閉 路 方 式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で,自動再閉路方式を採用するときは,連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

なお,受電側接続設備の標準的な送電線再閉路方式は表Ⅳ－3（標準的な送電線再閉路方式）によります。

表Ⅳ－3　標準的な送電線再閉路方式

電圧階級（kV）		適用再閉路方式	方式概要
275,187	1回線	高速度単相＋低速度三相再閉路	1 線地絡事故の場合に，事故相のみを遮断し，当該相のみを高速に再閉路する方式（低速度三相再閉路は 66,33kV の項参照）
	2回線	高速度多相＋低速度三相再閉路	平行 2 回線送電線の事故で，異なる二相以上が健全な場合に，事故相のみを遮断し，当該相のみを高速に再閉路する方式（低速度三相再閉路は 66,33kV の項参照）
66,33		低速度三相再閉路	当該回線の事故時に，三相一括遮断し，回線単位に三相一括で再閉路する方式

62 保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

63 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用遮断器

(2)　発電設備等出力端遮断器

(3)　発電設備等連絡用遮断器

(4)　母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

64　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

(2)　過電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは1相設置とすること。

(3)　不足電力リレーは2相設置とすること。

(4)　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは3相設置とすること。

65　自動負荷制限および発電抑制

(1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

また,系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合,または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。

なお，この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。

(2)　あらかじめ当社が指定した送電線1回線，変圧器1台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下，「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－1 電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下，「Ｎ－1 電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－1 電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－1 電制装置の設置およびその他Ｎ－1 電制の実施に必要な対応をしていただきます。

66　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置することといたします。

ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように2系列化されているときは，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

なお，2 系列を構成する装置については，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。

(1)　2 系列の保護リレーのうちの 1 系列は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。

(2)　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，1 系列目と2系列目を兼用できるものといたします。

(3)　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，1 系列目と2系列目を兼用できるものといたします。

67　発電機運転制御装置の付加

(1)　系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，次の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。

なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　PSS(Power System Stabilizer)

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

(2)　周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，次の周波数調整機能を具備していただきます。

なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー（GF）運転機能

タービンの調速機（以下,「ガバナ」といいます。）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー〔GF〕運転）する機能を具備すること。

ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からの LFC 信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.1Hz をこえた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

100MW 以上の火力発電設備は，周波数 48.5Hz までは発電機出力を低下しない，周波数 48.5Hz 以下については,1Hz 低下するごとに 5%以内の出力低下に抑える,または,一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

また，具体的な発電設備の性能は，表Ⅳ－4（具体的な発電設備の性能）に示すとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

表Ⅳ－4　具体的な発電設備の性能

	発電機定格出力	100MW 以上	
		ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※7
機能・仕様等	GF 調定率	4%以下	4%以下
	GF 幅※1	5%以上 (定格出力基準)	3%以上 (定格出力基準)
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始, 10 秒以内に GF 幅の出力変化完了※5	
	LFC 幅	±5%以上 (定格出力基準)	±5%以上 (定格出力基準)
	LFC 変化速度※2	5%／分以上 (定格出力基準)	1%／分以上 (定格出力基準)
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
	EDC 変化速度※2	5%／分以上 (定格出力基準)	1%／分以上 (定格出力基準)
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
	EDC＋LFC 変化速度	10%／分以上 (定格出力基準)	1%／分以上 (定格出力基準)
	最低出力※3※4 (定格出力基準)	50%以下 DSS 機能具備※6	30%以下

※1　ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（以下,「GT および GTCC」といいます。)については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の 5%以上，その他の発電機については定格出力の 3%以上を確保。定格出力付近等の要件を満たせない出力帯については別途協議

※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議

※3　気化ガス（BOG）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議

※4　EDC・LFC 指令で制御可能な最低出力

※5　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

※6　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで 8 時間以内で可能なこと。

※7　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC 指令値および LFC 指令値等）を受信する機能，および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GT および GTCC のみ。〕，EDC・LFC 使用／除外等）を送信する機能を具備していただきます。

(3) 早期再並列のための機能

定格出力の合計が 400MW 以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4) 電圧調整のための機能

イ 187kV 以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ 受電電圧が 110kV 以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。

68 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。

また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

69 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

70 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±1～2%以内を適正値とし，こ

の範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±2%を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

イ 同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ 二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ 誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±2%程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ニ 自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ 他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の 2%を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ 発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(イ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカ等が適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(ロ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカ等が適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等を設置すること。

［対策要否の判定基準例］

受電地点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。

(3) そ の 他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電

圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

71 出 力 変 動

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

風力発電設備の場合は，次のとおりです。

(1) 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での 5 分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10%以下となるよう対策を行なうこと。

なお，ウィンドファームコントローラーを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。

(2) 高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

(3) 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。

なお，調定率は，2～5%の範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.1Hz とする。

72 短絡電流および地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡電流および地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は,短絡電流および地絡電流を制限する装置(限流リアクトル等)を設置していただきます。

73 発電機定数・諸元

連系系統や電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡電流および地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等の定数は，表Ⅳ－5（標準的な火力発電機の定数）に示す項目といたします。

表Ⅳ－5　標準的な火力発電機の定数

発電機定数	標準的な値
直軸過渡リアクタンス　(Xd’)	21　～　34　(%) ※ (不飽和値)
直軸初期過渡リアクタンス (Xd”)	14　～　28　(%) ※ (不飽和値)
直軸同期リアクタンス　(Xd)	150　～　230　(%) ※
直軸開路時定数　(Tdo’)	5.0　～　10.0　(sec)
直軸初期開路時定数　(Tdo”)	0.03　～　0.10　(sec)
単位慣性定数　(2H)	7　～　20　(kW･sec／kVA)

※　発電機定格容量ベース

当社の求めに応じて，表Ⅳ－6（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。

表Ⅳ－6　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス

電源種	設　備	諸　元
共　通	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記　録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

電源種	設　備	諸　元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水　力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）

電 源 種	設　　備	諸　　元
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風　　力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄 電 池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

74 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡電流および地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

75 連 絡 体 制

(1) 発電者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，

当社制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，33kV 以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(イ)　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ロ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ハ)　停電時においても通話可能なものであること。

(ニ)　災害時等において当社制御所等と連絡が取れない場合には，当社制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として，表Ⅳ－7（系統運用上等必要な情報）に示す項目といたします。

表Ⅳ－7　系統運用上等必要な情報

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	線路保護リレーの切替開閉器の状態
	線路保護リレーの異常表示
	構内保護（母線保護）リレーの動作状態
	電圧・無効電力の制御モード
テ レ メ ー タ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量（風力もしくは太陽光発電設備の場合）
	引込口（受電地点）の無効電力量（風力もしくは太陽光発電設備の場合）
	代表風車地点の風向・風速※2（風力発電設備の場合）
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）
	全天日射強度（太陽光発電設備の場合）

※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。

※2　ナセルで計測する風向・風速

※3　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

76　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

77　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物(発電事業の用に供するものに限ります。)は,電気事業法にもとづき,電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については,サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し,または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり,適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅳ－2　需要設備の連系に必要な技術要件

78　電　気　方　式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。

79　力　　率

需要者の供給地点における力率は，原則として，系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。

また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。

80　高　　調　　波

高調波発生機器を使用した電気設備を当社系統に接続する場合に，その高調波電流を抑

制するため，以下の要件を遵守していただきます。

(1)　対象となる需要者

イ　設置する高調波発生機器の容量を 6 パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「等価容量」といいます。）を計算し，託送供給申込み時に当社にその値を通知していただきます。このうち，以下に該当する需要者（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「対象者」といいます。）が，本要件の対象となります。

(イ)　22kV または 33kV の系統に連系する需要者であって，等価容量の合計が 300kVA をこえる場合

(ロ)　66kV 以上の系統に連系する需要者であって，等価容量の合計が 2,000kVA をこえる場合

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V 以下の系統に接続して使用する定格電流 20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器といたします。

ハ　対象者がロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器の新設，増設または更新等によって新たに対象者に該当する場合においても適用いたします。

(2)　高調波流出電流の算出

対象者は，系統に流出する高調波流出電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は，40 次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3)　高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表Ⅳ－8（1kW あたりの高調波流出電流上限値）に示す値に接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値といたします。

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は,(2)の高調波流出電流が,(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には,高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

表Ⅳ－8　1kW あたりの高調波流出電流上限値　（単位：mA／kW）

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33kV	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110kV	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
187kV	0.21	0.15	0.10	0.08	0.06	0.06	0.05	0.04
275kV	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

81　電圧フリッカ

需要者の設備にフリッカ発生源がある場合は，必要に応じて需要者においてフリッカ抑制対策を実施していただきます。

なお，フリッカ値は，原則として 1 時間分の ΔV_{10} 値（1 分データ）の 4 番目最大値が 0.45V 以下となるようにしていただきます。

82　電圧不平衡

三相同期発電機や三相誘導電動機等の回転機では,電圧不平衡により逆相電流が発生し,過熱する場合があるため，電圧不平衡率が 3%程度を逸脱する場合は，負荷のアンバランス是正，または専用の接続設備により連系する等，必要な対策を実施していただきます。

83　電圧変動対策

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

84　保護協調

構内設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定，公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただき

ます。

(1)　構内設備の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，構内設備を当該系統から遮断すること。

(2)　連系する系統に事故が発生した場合は，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内設備を遮断すること。

(3)　連系する系統以外の事故時には，原則として構内設備は遮断されないこと。

85　保護装置の設置

(1)　構内設備故障対策

構内設備故障時の保護のため，過電流リレーおよび地絡過電流リレー等を設置していただきます。また，変圧器保護として過電流リレーまたは比率差動リレーを設置していただきます。この他，中性点直接接地系統に連系する場合は高速遮断ができる母線保護リレー等を設置していただきます。

なお，中性点直接接地系統において，構内設備故障時の停電範囲の局限化のために送電線保護を必要とする場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。送電線保護リレーは，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。

(2)　系統側事故対策

常時2回線連系等，送電線保護が必要となる場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。送電線保護リレーは，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。

また，連系された系統の事故時に早期復旧を図るため自動再閉路装置を採用する必要がある場合には，別途協議させていただきます。

86　連　絡　体　制

(1)　需要者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等には，当社制御所等と需要者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社制御所等と需要者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，33kV以下の特別高圧電線路と連系する場合で，かつ以下に示す条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話等を

使用することができるものとし，別途協議させていただきます。

イ　需要者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，需要設備の保守監視場所に常時設置されていること。

ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。

ハ　停電時においても通話可能なものであること。

(2)　系統運用上必要な情報を当社制御所等に伝送するために，情報伝送装置を設置させていただきます。また，情報伝送装置により伝送していただく情報項目は，表Ⅳ－9（系統運用上必要な情報）に示す項目といたします。

なお，設備構成等により，これ以外の遮断器の開閉状態に関する情報等が必要となる場合があります。

表Ⅳ－9　系統運用上必要な情報

情報種別	情報内容※1
スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	構内保護（母線保護）リレーの動作状態※2
テ　レ　メ　ー　タ	供給地点の有効電力

※1　表中に記載されていないものについては別途協議

※2　保護リレー装置の動作表示には，不良表示および切替開閉器の状態表示を含みます。

87　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

電気事業法施行規則第 19 条第２項の規定に基づく添付書類

１．変更を必要とする理由

２．託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

３．電気事業法施行規則第 17 条の４第１項の規定により提出した書類の写し

４．一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

１．変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会において取りまとめられた「今後の電力政策の方向性について 中間とりまとめ（令和５年２月公表）」において，令和６年度から発電側課金制度を導入する整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映し，新たに系統連系受電サービス料金を設定するとともに，令和５年 11 月 24 日に経済産業大臣の承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの変更を料金率に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第 18 条第１項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２．託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，発電側課金制度を導入する整理がなされたこと，託送供給等に係る収入の見通しの変更について経済産業大臣の承認を受けたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

変更前（令和５年12月27日実施）	変更後（令和６年４月１日実施）
託 送 供 給 等 約 款	託 送 供 給 等 約 款
令和５年12月27日実施	令和６年４月１日実施
北海道電力ネットワーク株式会社	北海道電力ネットワーク株式会社

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 7
5　託送供給等に関する取扱い …… 7
6　単位および端数処理 …… 7
7　実　施　細　目 …… 8

Ⅱ　契約の申込み

8　契　約　の　要　件 …… 9
9　検討および契約の申込み …… 11
10　契約の成立および契約期間 …… 17
11　託送供給等の開始 …… 18
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 18
13　電気方式，電圧および周波数 …… 18
14　発電場所および需要場所 …… 20
15　供給および契約の単位 …… 22
16　承　諾　の　限　界 …… 25
17　契約書の作成 …… 25

Ⅲ　料　　金

18　料　　金 …… 26
19　接続送電サービス …… 28
20　臨時接続送電サービス …… 49
21　予備送電サービス …… 57

22　発電量調整受電計画差対応電力 …… 58
23　接続対象計画差対応電力 …… 59
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 60
25　給電指令時補給電力 …… 61

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期 …… 63
27　検　　針　　日 …… 63
28　料金の算定期間 …… 64

Ⅰ　総　　則

1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 7
5　託送供給等に関する取扱い …… 7
6　単位および端数処理 …… 7
7　実　施　細　目 …… 8

Ⅱ　契約の申込み

8　契　約　の　要　件 …… 9
9　検討および契約の申込み …… 12
10　契約の成立および契約期間 …… 19
11　託送供給等の開始 …… 20
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 20
13　電気方式，電圧および周波数 …… 20
14　発電場所および需要場所 …… 22
15　供給および契約の単位 …… 24
16　承　諾　の　限　界 …… 27
17　契約書の作成 …… 27

Ⅲ　料　　金

18　料　　金 …… 28
19　接続送電サービス …… 29
20　臨時接続送電サービス …… 50
21　予備送電サービス …… 59
22　系統連系受電サービス …… 60
23　発電量調整受電計画差対応電力 …… 64
24　接続対象計画差対応電力 …… 65
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 66
26　給電指令時補給電力 …… 66

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期 …… 69
28　検　　針　　日 …… 69
29　料金の算定期間 …… 70

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
29 計　　量 …… 65 30 電力および電力量の算定 …… 65 31 損　失　率 …… 82 32 料金の算定 …… 82 33 支払義務の発生および支払期日 …… 84 34 料金その他の支払方法 …… 86 35 保　証　金 …… 88 36 連帯責任 …… 89 V　供　　給 37 託送供給等の実施 …… 90 38 給電指令の実施等 …… 93 39 適正契約の保持等 …… 97 40 契約超過金 …… 97 41 力率の保持 …… 98 42 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 98 43 託送供給等にともなう協力 …… 99 44 託送供給等の停止 …… 100 45 託送供給等の停止の解除 …… 101 46 託送供給の停止期間中の料金 …… 101 47 違　約　金 …… 101 48 損害賠償の免責 …… 102 49 設備の賠償 …… 102 VI　契約の変更および終了 50 契約の変更 …… 103 51 名義の変更 …… 104 52 契約の廃止 …… 105 53 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… 105 54 解　約　等 …… 108 55 契約消滅後の債権債務関係 …… 110 VII　受電方法および供給方法ならびに工事 56 受電地点，供給地点および施設 …… 111 57 架空引込線 …… 112 58 地中引込線 …… 113 59 連接引込線等 …… 114 60 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 115 61 引込線の接続 …… 115	30 計　　量 …… 71 31 電力および電力量の算定 …… 72 32 損　失　率 …… 88 33 料金の算定 …… 88 34 支払義務の発生および支払期日 …… 92 35 料金その他の支払方法 …… 93 36 保　証　金 …… 96 37 連帯責任 …… 98 V　供　　給 38 託送供給等の実施 …… 99 39 給電指令の実施等 …… 102 40 適正契約の保持等 …… 106 41 契約超過金 …… 106 42 力率の保持 …… 108 43 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 109 44 託送供給等にともなう協力 …… 110 45 託送供給等の停止 …… 110 46 託送供給等の停止の解除 …… 112 47 託送供給等の停止期間中の料金 …… 112 48 違　約　金 …… 112 49 損害賠償の免責 …… 112 50 設備の賠償 …… 113 VI　契約の変更および終了 51 契約の変更 …… 114 52 名義の変更 …… 115 53 契約の廃止 …… 116 54 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… 117 55 解　約　等 …… 120 56 契約消滅後の債権債務関係 …… 122 VII　受電方法および供給方法ならびに工事 57 受電地点，供給地点および施設 …… 123 58 架空引込線 …… 124 59 地中引込線 …… 125 60 連接引込線等 …… 126 61 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 127 62 引込線の接続 …… 127

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
62 計量器等の取付け …… 115 63 通信設備等の施設 …… 116 64 専用供給設備 …… 117 65 電流制限器等の取付け …… 118 **Ⅷ 工事費の負担** 66 受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 119 67 受電用計量器等の工事費負担金 …… 122 68 会社間連系設備の工事費負担金 …… 122 69 供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 123 70 工事費負担金の申受けおよび精算 …… 130 71 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 131 72 臨時工事費 …… 132 73 工事費等に関する契約書の作成 …… 133 **Ⅸ 保 安** 74 保安の責任 …… 134 75 保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 134 76 調 査 …… 134 77 調査等の委託 …… 135 78 調査に対する需要者の協力 …… 135 79 検査または工事の受託 …… 135 80 自家用電気工作物 …… 136 **附 則** …… 137 **別 表** …… 177	63 計量器等の取付け …… 127 64 通信設備等の施設 …… 128 65 専用供給設備 …… 129 66 電流制限器等の取付け …… 130 **Ⅷ 工事費の負担** 67 受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 131 68 受電用計量器等の工事費負担金 …… 134 69 会社間連系設備の工事費負担金 …… 134 70 供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 135 71 工事費負担金の申受けおよび精算 …… 142 72 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 143 73 臨時工事費 …… 144 74 工事費等に関する契約書の作成 …… 145 **Ⅸ 保 安** 75 保安の責任 …… 146 76 保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 146 77 調 査 …… 146 78 調査等の委託 …… 147 79 調査に対する需要者の協力 …… 147 80 検査または工事の受託 …… 147 81 自家用電気工作物 …… 148 **附 則** …… 149 **別 表** …… 197

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
Ⅰ　総　　則	**Ⅰ　総　　則**
1　適　　用 当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第 2 条第 1 項第 7 号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。 なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。 (1)　託 送 供 給 次の接続供給および振替供給をいいます。 イ　接 続 供 給 当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（北海道をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。 ロ　振 替 供 給 当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。 (2)　電力量調整供給 次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。 イ　発電量調整供給 当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。 ロ　需要抑制量調整供給 当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第 1 条第 2 項第 7 号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。	**1　適　　用** 当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第 2 条第 1 項第 7 号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。 なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。 (1)　託 送 供 給 次の接続供給および振替供給をいいます。 イ　接 続 供 給 当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（北海道をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。 ロ　振 替 供 給 当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。 (2)　電力量調整供給 次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。 イ　発電量調整供給 当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。 ロ　需要抑制量調整供給 当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第 1 条第 2 項第 7 号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。
2　託送供給等約款の認可および変更 (1)　この約款は，電気事業法第 18 条第 1 項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。 (2)　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがありま	**2　託送供給等約款の認可および変更** (1)　この約款は，電気事業法第 18 条第 1 項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。 (2)　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがありま

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
す。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。	す。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。
3　定　　義	**3　定　　義**
次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。	次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。
(1)　契　約　者 この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。	(1)　契　約　者 この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。
(2)　発電契約者 この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。	(2)　発電契約者 この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。
(3)　需要抑制契約者 この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。	(3)　需要抑制契約者 この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。
(4)　発　電　者 小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。	(4)　発　電　者 小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。
(5)　需　要　者 契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。	(5)　需　要　者 契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。
(6)　低　　圧 標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトをいいます。	(6)　低　　圧 標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトをいいます。
(7)　高　　圧 標準電圧 6,000 ボルトをいいます。	(7)　高　　圧 標準電圧 6,000 ボルトをいいます。
(8)　特 別 高 圧 標準電圧 30,000 ボルト以上の電圧をいいます。	(8)　特 別 高 圧 標準電圧 30,000 ボルト以上の電圧をいいます。
(9)　受 電 地 点 当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。	(9)　受 電 地 点 当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。
(10)　発 電 場 所 発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。	(10)　発 電 場 所 発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。
(11)　供 給 地 点 当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。	(11)　供 給 地 点 当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。
(12)　需 要 場 所 需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。	(12)　需 要 場 所 需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。
(13)　会社間連系点 当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。	(13)　会社間連系点 当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。
(14)　中 継 振 替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。	(14)　中 継 振 替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。
(15)　地 内 振 替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。	(15)　地 内 振 替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(16)　発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。	(16)　発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。
(17)　発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。	(17)　発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。
(18)　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(18)　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(19)　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(19)　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(20)　接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。	(20)　接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。
(21)　接続受電電力量 受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。	(21)　接続受電電力量 受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。
(22)　接続供給電力 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。	(22)　接続供給電力 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。
(23)　接続供給電力量 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。	(23)　接続供給電力量 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。
(24)　接続対象電力 接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。	(24)　接続対象電力 接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。
(25)　接続対象電力量 接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。	(25)　接続対象電力量 接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。
(26)　接続対象計画電力 接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(26)　接続対象計画電力 接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(27)　接続対象計画電力量 接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(27)　接続対象計画電力量 接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(28)　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。	(28)　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。
(29)　需要抑制量調整受電電力量 受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。	(29)　需要抑制量調整受電電力量 受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。
(30)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(30)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(31)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(31)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(32)　ベースライン 需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(32)　ベースライン 需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(33)　損　失　率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。	(33)　損　失　率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(34)　契 約 電 力 契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。	(34)　契 約 電 力 契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。
(35)　契 約 電 流 契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。	(35)　契 約 電 流 契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。
(36)　契 約 容 量 契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。	(36)　契 約 容 量 契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。
(37)　契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。	(37)　契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。
	(38)　同時最大受電電力 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。
	(39)　最大連系電力等 低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で受電する場合は，30 分ごとの連系電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。
(38)　最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30 分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。	(40)　最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30 分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。
(39)　発電バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または 30（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。	(41)　発電バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。
(40)　需要バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または 30（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。	(42)　需要バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。
(41)　需要抑制バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または 30（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。	(43)　需要抑制バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。
(42)　電　　灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。	(44)　電　　灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。
(43)　小 型 機 器	(45)　小 型 機 器

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。	主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。
(44) 動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。	(46) 動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。
(45) 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。	(47) 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。
(46) 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。	(48) 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。
(47) 定 期 検 査 電気事業法第 54 条および第 55 条第 1 項に定められた検査をいいます。	(49) 定 期 検 査 電気事業法第 54 条および第 55 条第 1 項に定められた検査をいいます。
(48) 定 期 補 修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。	(50) 定 期 補 修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。
(49) 給 電 指 令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。	(51) 給 電 指 令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。
(50) 昼 間 時 間 毎日午前 8 時から午後 10 時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1 月 2 日，1 月 3 日，4 月 30 日，5 月 1 日，5 月 2 日，12 月 30 日および 12 月 31 日の該当する時間を除きます。	(52) 昼 間 時 間 毎日午前 8 時から午後 10 時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1 月 2 日，1 月 3 日，4 月 30 日，5 月 1 日，5 月 2 日，12 月 30 日および 12 月 31 日の該当する時間を除きます。
(51) 夜 間 時 間 昼間時間以外の時間をいいます。	(53) 夜 間 時 間 昼間時間以外の時間をいいます。
(52) 貿 易 統 計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。	(54) 貿 易 統 計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。
(53) 離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年 1 月 1 日から 3 月 31 日までの期間，2 月 1 日から 4 月 30 日までの期間，3 月 1 日から 5 月 31 日までの期間，4 月 1 日から 6 月 30 日までの期間，5 月 1 日から 7 月 31 日までの期間，6 月 1 日から 8 月 31 日までの期間，7 月 1 日から 9 月 30 日までの期間，8 月 1 日から 10 月 31 日までの期間，9 月 1 日から 11 月 30 日までの期間，10 月 1 日から 12 月 31 日までの期間，11 月 1 日から翌年の 1 月 31 日までの期間または 12 月 1 日から翌年の 2 月 28 日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の 2 月 29 日までの期間といたします。）をいいます。	(55) 離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年 1 月 1 日から 3 月 31 日までの期間，2 月 1 日から 4 月 30 日までの期間，3 月 1 日から 5 月 31 日までの期間，4 月 1 日から 6 月 30 日までの期間，5 月 1 日から 7 月 31 日までの期間，6 月 1 日から 8 月 31 日までの期間，7 月 1 日から 9 月 30 日までの期間，8 月 1 日から 10 月 31 日までの期間，9 月 1 日から 11 月 30 日までの期間，10 月 1 日から 12 月 31 日までの期間，11 月 1 日から翌年の 1 月 31 日までの期間または 12 月 1 日から翌年の 2 月 28 日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の 2 月 29 日までの期間といたします。）をいいます。
4　代表契約者の選任 自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社と	**4　代表契約者の選任** 自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社と

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
の手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。	の手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。
5　託送供給等に関する取扱い 当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。	**5　託送供給等に関する取扱い** 当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。
6　単位および端数処理 この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1)　契約負荷設備の個々の容量の単位は，1 ワットまたは 1 ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (2)　契約容量の単位は，1 キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，1 キロワットとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ロ)を適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット以下となるときは，契約電力を 0.5 キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット未満となるときは，契約電力を 1 キロワットといたします。 (4)　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電　計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，1 キロワット時とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の 30 分ごとの接続受電電力量および 30 分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の 30 分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。 (5)　力率の単位は，1 パーセントとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (6)　料金その他の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。	**6　単位および端数処理** この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1)　契約負荷設備の個々の容量の単位は，1 ワットまたは 1 ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (2)　契約容量の単位は，1 キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，1 キロワットとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ロ)を適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット以下となるときは，契約電力を 0.5 キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット未満となるときは，契約電力を 1 キロワットといたします。 (4)　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電　計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，1 キロワット時とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の 30 分ごとの接続受電電力量および 30 分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の 30 分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。 (5)　力率の単位は，1 パーセントとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (6)　料金その他の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。
7　実　施　細　目 この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。	**7　実　施　細　目** この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
8　契約の要件	8　契約の要件
(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。	イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。
ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。	ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。
ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。	ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。
ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。	ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。
ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。	ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。
	チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第2条第5項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第2条の7に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。
チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。	リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。
(イ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第2条第1項第5号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。	(イ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第2条第1項第5号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。
(ロ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。	(ロ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。
(ハ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。	(ハ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。
(2)　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	(2)　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。	イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。
ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。	ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。
ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他	ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。	の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。
	ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。
	ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）(4)に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。
	ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）(3)ロの場合を除き，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。
	チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。
	リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。
ホ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。 なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。
	(3)　発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
	イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。
	ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。
	ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
	ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。
	ホ　発電者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。
	ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。 ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。
(3)　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	(4)　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。	イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。
(イ)　需要者に対して，次の a および b の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。	(イ)　需要者に対して，次の a および b の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。
a　需要抑制量（1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）	a　需要抑制量（1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
b　需要抑制の実施頻度および時期	b　需要抑制の実施頻度および時期
(ﾛ)　(ｲ)によってえられた 100 キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。	(ﾛ)　(ｲ)によってえられた 100 キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。
(ﾊ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。	(ﾊ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。
(ﾆ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。	(ﾆ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。
(ﾎ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。	(ﾎ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。
ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。	ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。
ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。	ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。
ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が 29（計量）(3)に該当しないこと。	ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が 30（計量）(3)に該当しないこと。
ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
9　検討および契約の申込み	**9　検討および契約の申込み**
契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。	契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。
なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。	なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。
(1)　受電側接続検討の申込み	(1)　受電側接続検討の申込み
イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。	イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。
ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。	ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。
(ｲ)　接続供給の場合	(ｲ)　接続供給の場合
a　契約者の名称	a　契約者の名称
b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）	b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容	c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
d　接続受電電力の最大値および最小値	d　接続受電電力の最大値および最小値
e　接続供給の開始希望日	e　接続供給の開始希望日
(ﾛ)　振替供給の場合	(ﾛ)　振替供給の場合
a　契約者の名称	a　契約者の名称
b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容	b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値	c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値
d　供給地点	d　供給地点
e　振替供給の開始希望日	e　振替供給の開始希望日
(ﾊ)　発電量調整供給の場合	(ﾊ)　発電量調整供給の場合
a　発電契約者の名称	a　発電契約者の名称
b　発電者の名称，発電場所および受電地点	b　発電者の名称，発電場所および受電地点
c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様	c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様
d　発電量調整受電電力の最大値および最小値	d　発電量調整受電電力の最大値および最小値
e　受電地点における受電電圧	e　受電地点における受電電圧
f　発電場所における負荷設備および受電設備	f　発電場所における負荷設備および受電設備
g　発電量調整供給の開始希望日	g　発電量調整供給の開始希望日
ハ　検討期間および検討料	ハ　検討期間および検討料
(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから 3 月以内に検討結果をお知らせいたします。	(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから 3 月以内に検討結果をお知らせいたします。
(ﾛ)　当社は，1 受電地点 1 検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。	(ﾛ)　当社は，1 受電地点 1 検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。
a　検討を要しない場合	a　検討を要しない場合
b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から 1 年以内に受け付けた受電側接続検討のとき	b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から 1 年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。
(2)　供給側接続事前検討の申込み	(2)　供給側接続事前検討の申込み
イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。	イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。
ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
(ﾛ)　契約電力，契約電流または契約容量	(ﾛ)　契約電力，契約電流または契約容量
(ﾊ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧	(ﾊ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧
(ﾆ)　負荷設備または主開閉器	(ﾆ)　負荷設備または主開閉器

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(ホ)　接続供給の開始希望日および使用期間	(ホ)　接続供給の開始希望日および使用期間
ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。	ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。
(3)　需要抑制量調整供給事前検討の申込み	(3)　需要抑制量調整供給事前検討の申込み
イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。	イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。
ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
(イ)　需要抑制契約者の名称	(イ)　需要抑制契約者の名称
(ロ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ロ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ハ)　需要抑制量調整供給の開始希望日	(ハ)　需要抑制量調整供給の開始希望日
ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。	ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。
(4)　契約の申込み	(4)　契約の申込み
契約者は，(1)ロ(イ)または(ロ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ハ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，8（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，8（契約の要件）(2)ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは 8（契約の要件）(3)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合，または，需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。	契約者は，(1)ロ(イ)または(ロ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ハ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，8（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，8（契約の要件）(2)ホに定める要件を満たすことを証明する文書および 8（契約の要件）(2)ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは 8（契約の要件）(4)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合，または，需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。
なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。	なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下，「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から 1 年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第 13 条第 2 項第 10 号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(3)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。	また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下，「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から 1 年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第 13 条第 2 項第 10 号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(イ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	(イ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
(ロ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧	(ロ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧
(ハ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等	(ハ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等
(ニ)　契約電力，契約電流または契約容量	(ニ)　契約電力，契約電流または契約容量
(ホ)　契約受電電力	(ホ)　契約受電電力
(ヘ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別	(ヘ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別
(ト)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値	(ト)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値
(チ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(チ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(リ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(リ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ヌ)　連絡体制	(ヌ)　連絡体制
(ル)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間	(ル)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間
なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
(イ)　契約者の名称	(イ)　契約者の名称
(ロ)　連絡体制	(ロ)　連絡体制
(ハ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容	(ハ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容
(ニ)　振替供給の開始希望日	(ニ)　振替供給の開始希望日
ハ　発電量調整供給の場合	ハ　発電量調整供給の場合
	(イ)　発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号
(イ)　契約受電電力	(ロ)　契約受電電力および同時最大受電電力
(ロ)　発電量調整受電計画電力	(ハ)　発電量調整受電計画電力
(ハ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ニ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ニ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ホ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(ホ)　連絡体制	(ヘ)　連絡体制
ニ　需要抑制量調整供給の場合	ニ　需要抑制量調整供給の場合
(イ)　需要抑制契約者の名称	(イ)　需要抑制契約者の名称
(ロ)　需要抑制量調整受電計画電力	(ロ)　需要抑制量調整受電計画電力
(ハ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値	(ハ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値
(ニ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの販売計画の最小値	(ニ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの販売計画の最小値
(ホ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ホ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ヘ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称	(ヘ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称
(ト)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ	(ト)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ
(チ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(チ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(リ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(リ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ヌ)　需要抑制量調整供給の開始希望日	(ヌ)　需要抑制量調整供給の開始希望日
(ル)　連絡体制	(ル)　連絡体制
なお，需要抑制バランシンググループごとの(ト)の算定方法となる 30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後 1 年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。	なお，需要抑制バランシンググループごとの(ト)の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後 1 年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。
(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から 1 年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から 1 年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
(6)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から 1 年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	(6)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から 1 年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(7)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から 1 年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	(7)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から 1 年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
10　契約の成立および契約期間	**10　契約の成立および契約期間**
(1)　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。	(1)　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。
(2)　契約期間は，次によります。	(2)　契約期間は，次によります。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(イ)　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降 1 年目の日までといたします。	(イ)　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降 1 年目の日までといたします。
(ロ)　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。	(ロ)　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。
(ハ)　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。	(ハ)　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。
	ロ　発電量調整供給の場合
	(イ)　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降 1 年目の日までといたします。
	(ロ)　契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。
	(ハ)　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。
ロ　振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して 1 年未満とならないものといたします。	ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して 1 年未満とならないものといたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

11　託送供給等の開始

(1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

(2)　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1)　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相 2 線式，交流単相 3 線式または交流 3 相 3 線式
	高圧または特別高圧	交流 3 相 3 線式

(2)　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3)　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（1 建物内の 2 以上の発電場所から共同引込線〔2 以上の発電場所または需要場所に対して 1 引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による 1 引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50 キロワット未満	標準電圧　100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上 2,000 キロワット未満	標準電圧　6,000 ボルト
	2,000 キロワット以上 10,000 キロワット未満	標準電圧　30,000 ボルト
	10,000 キロワット以上	標準電圧　60,000 ボルト

変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

11　託送供給等の開始

(1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

(2)　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1)　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相 2 線式，交流単相 3 線式または交流 3 相 3 線式
	高圧または特別高圧	交流 3 相 3 線式

(2)　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3)　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（1 建物内の 2 以上の発電場所から共同引込線〔2 以上の発電場所または需要場所に対して 1 引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による 1 引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50 キロワット未満	標準電圧　100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上 2,000 キロワット未満	標準電圧　6,000 ボルト
	2,000 キロワット以上 10,000 キロワット未満	標準電圧　30,000 ボルト
	10,000 キロワット以上	標準電圧　60,000 ボルト

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(4)　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。 ただし，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表 1（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（1 建物内の 2 以上の需要場所に共同引込線による 1 引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。	(4)　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。 ただし，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表 1（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（1 建物内の 2 以上の需要場所に共同引込線による 1 引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。
契約設備電力：50 キロワット未満　標準電圧　100 ボルトまたは 200 ボルト 契約設備電力：50 キロワット以上　標準電圧　6,000 ボルト	契約設備電力：50 キロワット未満　標準電圧　100 ボルトまたは 200 ボルト 契約設備電力：50 キロワット以上　標準電圧　6,000 ボルト
なお，1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が 50 キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとし，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧 6,000 ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上であっても，標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	なお，1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が 50 キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとし，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧 6,000 ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上であっても，標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
(5)　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。	(5)　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。
(6)　周波数は，標準周波数 50 ヘルツといたします。	(6)　周波数は，標準周波数 50 ヘルツといたします。
14　発電場所および需要場所	**14　発電場所および需要場所**
(1)　当社は，原則として，1 構内をなすものは 1 構内を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。 なお，1 構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，1 構内をなすものとみなします。	(1)　当社は，原則として，1 構内をなすものは 1 構内を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。 なお，1 構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，1 構内をなすものとみなします。
イ　当社は，1 建物をなすものは 1 建物を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。 なお，1 建物をなすものとは，独立した 1 建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，1 建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。	イ　当社は，1 建物をなすものは 1 建物を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。 なお，1 建物をなすものとは，独立した 1 建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，1 建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。
ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。	ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
(ｲ)　居住用の建物の場合 1建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ1発電場所または1需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として1発電場所または1需要場所といたします。 a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。 b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。 c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。 (ﾛ)　居住用以外の建物の場合 1建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ1発電場所または1需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として1発電場所または1需要場所といたします。 (ﾊ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合 1建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。 (2)　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を1発電場所または1需要場所とすることがあります。 (3)　道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を1発電場所または1需要場所といたします。 (4)　(1)に定める1構内，(1)イに定める1建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を1発電場所または1需要場所といたします。 イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。 (ｲ)　非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。 (ﾛ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。 ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。 ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。 ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。	(ｲ)　居住用の建物の場合 1建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ1発電場所または1需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として1発電場所または1需要場所といたします。 a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。 b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。 c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。 (ﾛ)　居住用以外の建物の場合 1建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ1発電場所または1需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として1発電場所または1需要場所といたします。 (ﾊ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合 1建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。 (2)　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を1発電場所または1需要場所とすることがあります。 (3)　道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を1発電場所または1需要場所といたします。 (4)　(1)に定める1構内，(1)イに定める1建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を1発電場所または1需要場所といたします。 イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。 (ｲ)　非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。 (ﾛ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。 ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。 ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。 ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
ホ　特例区域等を 1 発電場所または 1 需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。	ホ　特例区域等を 1 発電場所または 1 需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。
15　供給および契約の単位	**15　供給および契約の単位**
(1)　当社は，次の場合を除き，1 需要場所について 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスを適用し，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって託送供給を行ない，1 発電場所につき，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって発電量調整供給を行ないます。	(1)　当社は，次の場合を除き，1 需要場所について 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスを適用し，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって託送供給を行ない，1 発電場所について 1 系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって発電量調整供給を行ないます。
イ　1 需要場所につき，(イ)および(ロ)の 2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の 1 臨時接続送電サービス（(イ)および(ロ)の 2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，2 臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の 1 接続送電サービス（ロの場合は，2 接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合	イ　1 需要場所につき，(イ)および(ロ)の 2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の 1 臨時接続送電サービス（(イ)および(ロ)の 2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，2 臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の 1 接続送電サービス（ロの場合は，2 接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合
(イ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの 1 臨時接続送電サービス	(イ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの 1 臨時接続送電サービス
(ロ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの 1 臨時接続送電サービス	(ロ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの 1 臨時接続送電サービス
(ハ)　高圧臨時接続送電サービス	(ハ)　高圧臨時接続送電サービス
(ニ)　特別高圧臨時接続送電サービス	(ニ)　特別高圧臨時接続送電サービス
ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の 2 接続送電サービスをあわせて契約する場合	ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の 2 接続送電サービスをあわせて契約する場合
(イ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの 1 接続送電サービス	(イ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの 1 接続送電サービス
(ロ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの 1 接続送電サービス	(ロ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの 1 接続送電サービス
ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合	ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合
ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合	ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合
ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。	ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。
ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合など特別の事情がある場合	ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合
(2)　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，1 接続供給契約を結び，1 需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として 1 接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，1 契約者に対して 1 接続供給契約を結びます。 なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する 2 以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を 1 供給地点とみなすことがあります。	(2)　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，1 接続供給契約を結び，1 需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として 1 接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，1 契約者に対して 1 接続供給契約を結びます。 なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する 2 以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を 1 供給地点とみなすことがあります。
(3)　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および 1 供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電	(3)　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および 1 供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
事業者との接続供給契約ごとに1供給地点とみなします。）について，1振替供給契約を結びます。	事業者との接続供給契約ごとに1供給地点とみなします。）について，1振替供給契約を結びます。
(4)　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，1発電量調整供給契約を結びます。	(4)　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，1発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，1系統連系受電契約を結びます。
なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として1発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として1発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第2条第2項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，再生可能エネルギー特別措置法第2条第5項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。	また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第2条第2項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。
イ　附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。	イ　附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。
ロ　附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。	ロ　附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，1発電量調整供給契約に属するものといたします。	ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，1発電量調整供給契約に属するものといたします。
(5)　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，1需要抑制量調整供給契約を結びます。	(5)　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，1需要抑制量調整供給契約を結びます。
なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，1需要抑制バランシンググループに属するものといたします。	なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，1需要抑制バランシンググル

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
また，需要抑制契約者が 1 需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。	ープに属するものといたします。 また，需要抑制契約者が 1 需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。
16 承 諾 の 限 界 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情，料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	16 承 諾 の 限 界 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。
17 契 約 書 の 作 成 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。	17 契 約 書 の 作 成 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
Ⅲ　料　　金	**Ⅲ　料　　金**
18　料　　金 料金は，次のとおりといたします。 (1)　契約者に係る料金 イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 25（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(イ)，(ロ)，(ハ)，(ニ)，(ホ)または(ヘ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。 (イ)　検 針 日 (ロ)　電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 30（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日 (ハ)　電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日 (ニ)　27（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日 (ホ)　契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ヘ)　30（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日 ハ　近接性評価割引 (イ)　適　　用 契約者が，近接性評価地域（別表 2〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。 なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。 (ロ)　近接性評価割引額の算定および割引の実施 a　近接性評価割引額は，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月 1 日に算定いたします。	18　料　　金 料金は，次のとおりといたします。 (1)　契約者に係る料金 イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(イ)，(ロ)，(ハ)，(ニ)，(ホ)または(ヘ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。 (イ)　検 針 日 (ロ)　電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日 (ハ)　電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日 (ニ)　28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日 (ホ)　契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ヘ)　31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
b　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。	
c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，bに準じて割引を行ないます。	
(2)　発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに 25（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。	(2)　発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。
	(3)　発電者に係る料金 イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。 ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。 (イ)　検針日 (ロ)　28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日 (ハ)　発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ニ)　31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日ただし，その 1 月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。
(3)　需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。	(4)　需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。
19　接続送電サービス	**19　接続送電サービス**
(1)　適 用 範 囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。	(1)　適 用 範 囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。
(2)　接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。 イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。 (イ)　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その 1 月の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。 a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その 1 月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き	(2)　接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。 イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。 (イ)　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その 1 月の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。 a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その 1 月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。	続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。
b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む 1 月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその 1 月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その 1 月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その 1 月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。	b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む 1 月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその 1 月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その 1 月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その 1 月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。
c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，1 年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む 1 月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む 1 月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降 12 月の期間で，その 1 月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む 1 月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。	c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，1 年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む 1 月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む 1 月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降 12 月の期間で，その 1 月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む 1 月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。
(ﾛ)　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。	(ﾛ)　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。
a　接続送電サービス契約電流	a　接続送電サービス契約電流
(a)　接続送電サービス契約電流は，5 アンペア，10 アンペア，15 アンペア，20 アンペア，30 アンペア，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。	(a)　接続送電サービス契約電流は，5 アンペア，10 アンペア，15 アンペア，20 アンペア，30 アンペア，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。
(b)　当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。	(b)　当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。
b　接続送電サービス契約容量 接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	b　接続送電サービス契約容量 接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ﾊ)　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電	(ﾊ)　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ニ)　(イ)の適用後 1 年に満たない場合は，(ロ)または(ハ)を適用いたしません。また，(ロ)または(ハ)の適用後 1 年に満たない場合は，(イ)を適用いたしません。	(ニ)　(イ)の適用後 1 年に満たない場合は，(ロ)または(ハ)を適用いたしません。また，(ロ)または(ハ)の適用後 1 年に満たない場合は，(イ)を適用いたしません。
(ホ)　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。	(ホ)　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。
ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合
接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。	接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。
なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から 1 年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。	なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から 1 年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。
ハ　イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が 500 キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(イ)によって定めます。	ハ　イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が 500 キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(イ)によって定めます。
ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 また，当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。	ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 また，当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
(3)　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，1 供給地点につき 2 以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または 1 接続送電サービスにつき 2 以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。	(3)　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，1 供給地点につき 2 以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または 1 接続送電サービスにつき 2 以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。
イ　低圧で供給する場合	イ　低圧で供給する場合
(イ)　電灯定額接続送電サービス	(イ)　電灯定額接続送電サービス
a　適用範囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 400 ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。	a　適用範囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 400 ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとす	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとす

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）

ることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（a）　電灯料金

i　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに1月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの1灯につき	43円15銭
10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	86円31銭
20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	172円60銭
40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	258円91銭
60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	431円51銭
100ワットをこえる1灯につき50ワットまでごとに	215円75銭

ii　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき1ボルトアンペアを1ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき1ボルトアンペアを1ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

（b）　小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ1月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの1機器につき	128円89銭
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの1機器につき	257円77銭
100ボルトアンペアをこえる1機器につき50ボルトアンペアまでごとに	128円89銭

ることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（a）　電灯料金

i　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに1月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの1灯につき	41円61銭
10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	83円23銭
20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	166円45銭
40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	249円68銭
60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	416円13銭
100ワットをこえる1灯につき50ワットまでごとに	208円07銭

ii　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき1ボルトアンペアを1ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき1ボルトアンペアを1ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

（b）　小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ1月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの1機器につき	124円29銭
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの1機器につき	248円59銭
100ボルトアンペアをこえる1機器につき50ボルトアンペアまでごとに	124円29銭

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
e　その他	e　その他
(a)　当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。	(a)　当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。
(b)　特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。	(b)　特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。
(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス	(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
(a)　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。	(a)　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。
(b)　1 需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。	(b)　1 需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。
(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。	(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。
ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等	ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等
から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本	基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
料金は，半額といたします。	料金は，半額といたします。
i　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	i　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　272 円 80 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　276 円 10 銭
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ii　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合	ii　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合
接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき　217 円 80 銭	接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき　221 円 10 銭
ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。	ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電流 5 アンペア　108 円 90 銭	接続送電サービス契約電流 5 アンペア　110 円 55 銭
接続送電サービス契約電流 15 アンペア　326 円 70 銭	接続送電サービス契約電流 15 アンペア　331 円 65 銭
(b)　電力量料金	(b)　電力量料金
電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。
1 キロワット時につき　8 円 38 銭	1 キロワット時につき　7 円 90 銭
(ﾊ)　電灯時間帯別接続送電サービス	(ﾊ)　電灯時間帯別接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
i　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	i　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	272 円 80 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき	217 円 80 銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流 5 アンペア	108 円 90 銭
接続送電サービス契約電流 15 アンペア	326 円 70 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i　昼間時間

1 キロワット時につき	8 円 77 銭

ii　夜間時間

1 キロワット時につき	7 円 89 銭

(ﾆ)　電灯従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	12 円 86 銭

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	276 円 10 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき	221 円 10 銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流 5 アンペア	110 円 55 銭
接続送電サービス契約電流 15 アンペア	331 円 65 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i　昼間時間

1 キロワット時につき	8 円 27 銭

ii　夜間時間

1 キロワット時につき	7 円 43 銭

(ﾆ)　電灯従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	12 円 42 銭

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(ホ)　動力標準接続送電サービス	(ホ)　動力標準接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
(a)　接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であること。	(a)　接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であること。
(b)　1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。	(b)　1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。
ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　608 円 30 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　618 円 20 銭
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　365 円 20 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　370 円 70 銭

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
(b)　電力量料金	(b)　電力量料金
電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。
1 キロワット時につき　4 円 83 銭	1 キロワット時につき　4 円 22 銭
(c)　その他	(c)　その他
接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
d　その他	d　その他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
(ヘ)　動力時間帯別接続送電サービス	(ヘ)　動力時間帯別接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
(ホ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	(ホ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　608 円 30 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　618 円 20 銭
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　365 円 20 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　370 円 70 銭
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
（b） 電力量料金	（b） 電力量料金
電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
i 昼間時間	i 昼間時間
1 キロワット時につき　5 円 06 銭	1 キロワット時につき　4 円 42 銭
ii 夜間時間	ii 夜間時間
1 キロワット時につき　4 円 58 銭	1 キロワット時につき　4 円 02 銭
（c） その他	（c） その他
接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
d その他	d その他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
(ﾄ) 動力従量接続送電サービス	(ﾄ) 動力従量接続送電サービス
a 適用範囲	a 適用範囲
(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b 供給電気方式および供給電圧	b 供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c 接続送電サービス料金	c 接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
1 キロワット時につき　14 円 81 銭	1 キロワット時につき　14 円 36 銭
d その他	d その他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
ロ 高圧で供給する場合	ロ 高圧で供給する場合
(ｲ) 高圧標準接続送電サービス	(ｲ) 高圧標準接続送電サービス
a 適用範囲	a 適用範囲
接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送	接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a)　基本料金 基本料金は，1月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a)　基本料金 基本料金は，1月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき　776円60銭	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき　792円00銭
(b)　電力量料金 電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b)　電力量料金 電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。
1キロワット時につき　2円68銭	1キロワット時につき　2円17銭
(ロ)　高圧時間帯別接続送電サービス a　適用範囲 (イ) aの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料	(ロ)　高圧時間帯別接続送電サービス a　適用範囲 (イ) aの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。	基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。
なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　776 円 60 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　792 円 00 銭
(b)　電力量料金	(b)　電力量料金
電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
i　昼間時間	i　昼間時間
1 キロワット時につき　2 円 86 銭	1 キロワット時につき　2 円 29 銭
ii　夜間時間	ii　夜間時間
1 キロワット時につき　2 円 49 銭	1 キロワット時につき　2 円 00 銭
(ハ)　高圧従量接続送電サービス	(ハ)　高圧従量接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。	供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサ	接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサ

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
ルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	ルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
1キロワット時につき　15円41銭	1キロワット時につき　15円15銭
ハ　特別高圧で供給する場合	ハ　特別高圧で供給する場合
(イ)　特別高圧標準接続送電サービス	(イ)　特別高圧標準接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。	接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流3相3線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流3相3線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧30,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上　標準電圧60,000ボルト	接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧30,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上　標準電圧60,000ボルト
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，1月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	基本料金は，1月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき　489円50銭	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき　503円80銭
(b)　電力量料金	(b)　電力量料金
電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

1 キロワット時につき	1 円 34 銭

（ロ）　特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	489 円 50 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i　昼間時間

1 キロワット時につき	1 円 41 銭

1 キロワット時につき	0 円 92 銭

（ロ）　特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	503 円 80 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i　昼間時間

1 キロワット時につき	0 円 97 銭

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
ⅱ　夜間時間	ⅱ　夜間時間
1 キロワット時につき　1 円 27 銭	1 キロワット時につき　0 円 87 銭
(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス	(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満　標準電圧 30,000 ボルト	接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満　標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上　標準電圧 60,000 ボルト	接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上　標準電圧 60,000 ボルト
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
1 キロワット時につき　9 円 37 銭	1 キロワット時につき　9 円 19 銭
ニ　力率割引および割増し	ニ　力率割引および割増し
高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。	高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。
(イ)　力率は，供給地点ごとに，その 1 月のうち毎日午前 8 時から午後 10 時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100 パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表 6（平均力率の算定）によって算定された値といたします。 なお，まったく電気を使用しないその 1 月の力率は，85 パーセントとみなします。	(イ)　力率は，供給地点ごとに，その 1 月のうち毎日午前 8 時から午後 10 時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100 パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表 6（平均力率の算定）によって算定された値といたします。 なお，まったく電気を使用しないその 1 月の力率は，85 パーセントとみなします。
(ロ)　力率が，85 パーセントを上回る場合は，その上回る 1 パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を 1 パーセント割引し，85 パーセントを下回る場合は，その下回る 1 パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を 1 パーセント割増しいたします。	(ロ)　力率が，85 パーセントを上回る場合は，その上回る 1 パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を 1 パーセント割引し，85 パーセントを下回る場合は，その下回る 1 パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を 1 パーセント割増しいたします。
ホ　そ の 他	ホ　そ の 他
(イ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。	(イ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
(ロ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後1年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後1年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。	(ロ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後1年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後1年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。
(ハ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後1年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。	(ハ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後1年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。
(ニ)　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。	(ニ)　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。
(ホ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。	(ホ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
(4)　1年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い	(4)　1年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い
高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，1年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。	高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，1年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。
イ　ピークシフト割引額	イ　ピークシフト割引額
ピークシフト割引額は，1月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。	ピークシフト割引額は，1月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。
ピークシフト割引額 ＝ 次に定める割引単価　×　ロのピークシフト電力	ピークシフト割引額 ＝ 次に定める割引単価　×　ロのピークシフト電力

ピークシフト電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	660円00銭
	特別高圧で供給する場合	415円80銭

ピークシフト電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	673円20銭
	特別高圧で供給する場合	427円90銭

ロ　ピークシフト電力	ロ　ピークシフト電力
ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。	ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。
なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認め	なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認め

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
られる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ハ　1 年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	られる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ハ　1 年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
20　臨時接続送電サービス	**20　臨時接続送電サービス**
(1)　適 用 範 囲	(1)　適 用 範 囲
契約使用期間が 1 年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。	契約使用期間が 1 年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。
(2)　臨時接続送電サービス契約電力等	(2)　臨時接続送電サービス契約電力等
電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。	電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。
イ　低圧で供給する場合	イ　低圧で供給する場合
(イ)　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合	(イ)　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合
次の a または b により，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。	次の a または b により，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。
a　臨時接続送電サービス契約電流	a　臨時接続送電サービス契約電流
(a)　臨時接続送電サービス契約電流は，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。	(a)　臨時接続送電サービス契約電流は，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。
(b)　当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。	(b)　当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。
b　臨時接続送電サービス契約容量	b　臨時接続送電サービス契約容量
(a)　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表 7（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。	(a)　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表 7（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の 6 キロボルトアンペアにつき	95 パーセント
次の 14 キロボルトアンペアにつき	85 パーセント
次の 30 キロボルトアンペアにつき	75 パーセント
50 キロボルトアンペアをこえる部分につき	65 パーセント

最初の 6 キロボルトアンペアにつき	95 パーセント
次の 14 キロボルトアンペアにつき	85 パーセント
次の 30 キロボルトアンペアにつき	75 パーセント
50 キロボルトアンペアをこえる部分につき	65 パーセント

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）

（b） 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

（ロ） 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a 臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

（a） 契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の2台の入力につき	100パーセント
	次の2台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

（b） (a)によってえた値の合計のうち

最初の6キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

b 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，aにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

(3) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ 低圧で供給する場合

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

（イ）　電灯臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 3 キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって 1 日につき次のとおりといたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	3 円 83 銭
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	7 円 65 銭
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	7 円 65 銭
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合	76 円 51 銭
総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに	76 円 51 銭

（ロ）　電灯臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

（a）　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

（b）　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線

（イ）　電灯臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 3 キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって 1 日につき次のとおりといたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	3 円 69 銭
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	7 円 37 銭
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	7 円 37 銭
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合	73 円 74 銭
総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに	73 円 74 銭

（ロ）　電灯臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

（a）　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

（b）　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 10 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	9 円 22 銭

(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が 5 キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット 1 日につき	83 円 95 銭

d　その他

式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 10 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	8 円 69 銭

(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が 5 キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット 1 日につき	80 円 19 銭

d　その他

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。	当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。
(ニ)　動力臨時接続送電サービス	(ニ)　動力臨時接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として 5 キロワットをこえ，50 キロワット未満であるときに適用いたします。	契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として 5 キロワットをこえ，50 キロワット未満であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金	c　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
(b)　電力量料金	(b)　電力量料金
電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。
1 キロワット時につき　5 円 80 銭	1 キロワット時につき　5 円 07 銭
ロ　高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合
臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。	臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。
(イ)　適用範囲	(イ)　適用範囲
臨時接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。	臨時接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。
(ロ)　供給電気方式および供給電圧	(ロ)　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。	供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。
(ハ)　臨時接続送電サービス料金	(ハ)　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いた	臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いた

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

ものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	3 円 22 銭

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ)　適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。

(ロ)　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト

(ハ)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1) へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

ものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	2 円 60 銭

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ)　適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。

(ロ)　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト

(ハ)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1) へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
1 キロワット時につき　1 円 61 銭	1 キロワット時につき　1 円 11 銭
ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。	ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。
ホ　そ の 他 臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。	ホ　そ の 他 臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。
(4)　そ　の　他	(4)　そ　の　他
イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。	イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。
ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが 1 年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。	ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが 1 年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。
ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。	ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。
21　予備送電サービス	**21　予備送電サービス**
(1)　適 用 範 囲	(1)　適 用 範 囲
高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。	高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。
イ　予備送電サービスＡ 常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合	イ　予備送電サービスＡ 常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合
ロ　予備送電サービスＢ 常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合	ロ　予備送電サービスＢ 常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合
(2)　予備送電サービス契約電力	(2)　予備送電サービス契約電力
予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における 1 年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として 50 キロワットを下回らないものといたします。	予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における 1 年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として 50 キロワットを下回らないものといたします。
(3)　予備送電サービス料金	(3)　予備送電サービス料金
予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，1 月につき次のとおりといたします。 なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。 また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電	予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，1 月につき次のとおりといたします。 なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。 また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。	サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。
イ　予備送電サービスＡ	イ　予備送電サービスＡ
予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき / 高圧で供給する場合 / 93円50銭 特別高圧で供給する場合 / 104円50銭	予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき / 高圧で供給する場合 / 96円80銭 特別高圧で供給する場合 / 106円70銭
ロ　予備送電サービスＢ	ロ　予備送電サービスＢ
予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき / 高圧で供給する場合 / 110円00銭 特別高圧で供給する場合 / 132円00銭	予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき / 高圧で供給する場合 / 113円30銭 特別高圧で供給する場合 / 134円20銭
(4)　力率割引および割増し	(4)　力率割引および割増し
力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。	力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。
(5)　そ　の　他	(5)　そ　の　他
イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。	イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。
ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。	ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。
	22　系統連系受電サービス
	(1)　適用範囲
	小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。
	(2)　系統連系受電課金対象電力
	各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。
	イ　発電場所が1発電バランシンググループに属している場合
	(イ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合
	系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。
	(ロ)　(イ)以外の場合
	系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその1月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。
	ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合
	(イ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合
	発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。
	(ロ)　(イ)以外の場合
	発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力 1 キロワットとみなします。

(イ)　臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット

(ロ)　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流 10 アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアの場合は，0.5 キロワットとみなし，15 アンペアの場合は，1.5 キロワットとみなします。

(ハ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペア

(ニ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）1 キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(ホ)　附則 3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力 1 キロワット

(3)　系統連系受電サービス料金

系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。

イ　基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その 1 月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。

系統連系受電課金対象電力 1 キロワットにつき	110 円 00 銭

ロ　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	0 円 35 銭

ハ　系統設備効率化割引

系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。

(イ)　適　　用

ａ　系統設備効率化割引Ａ

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表 2〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ａ－1，Ａ－2 またはＡ－3 に

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

b　系統設備効率化割引Ｂ

低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表 2〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ｂ－1 またはＢ－2 に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ﾛ)　系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。

ａ　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，1 月につき次のとおりといたします。

（a）　受電電圧が標準電圧 100,000 ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力 1 キロワットにつき	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－1 の場合	59 円 40 銭
	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－2 の場合	9 円 90 銭
	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－3 の場合	4 円 95 銭

（b）　(a)以外の場合

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力 1 キロワットにつき	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－1 の場合	59 円 40 銭
	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－2 の場合	19 円 80 銭
	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－3 の場合	9 円 90 銭

ｂ　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，1 月につき次のとおりといたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力 1 キロワットにつき	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－1 の場合	42 円 90 銭
	別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－2 の場合	13 円 20 銭

(ハ)　系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は，(2) の系統連系受電課金対象電力に(ロ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その 1 月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。

ニ　その他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

22　発電量調整受電計画差対応電力

(1)　適　　用

発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2)　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

23　発電量調整受電計画差対応電力

(1)　適　　用

発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2)　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ハ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ハ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
23 接続対象計画差対応電力 (1) 適　　用 38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) 接続対象計画差対応電力 イ 接続対象計画差対応補給電力 (イ) 適用範囲 30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ロ) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ハ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ 接続対象計画差対応余剰電力 (イ) 適用範囲 30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ロ) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ハ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ハ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	**24 接続対象計画差対応電力** (1) 適　　用 39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) 接続対象計画差対応電力 イ 接続対象計画差対応補給電力 (イ) 適用範囲 30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ロ) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ハ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ 接続対象計画差対応余剰電力 (イ) 適用範囲 30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ロ) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ハ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ハ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
24 需要抑制量調整受電計画差対応電力 (1) 適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力	**25 需要抑制量調整受電計画差対応電力** (1) 適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力	イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力
(イ)　適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	(イ)　適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。	(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。
(ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	(ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力	ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力
(イ)　適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	(イ)　適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。	(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。
(ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	(ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
25　給電指令時補給電力	**26　給電指令時補給電力**
(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金	(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金
イ　適 用 範 囲 38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。	イ　適 用 範 囲 39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。
ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。	ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。
ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(20)により 30 分ごとに算定された値といたします。	ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(20)により 30 分ごとに算定された値といたします。
ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
イ　適用範囲 38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(18)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	イ　適用範囲 39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(18)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
26　料金の適用開始の時期 接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。	**27　料金の適用開始の時期** 接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。
27　検　　針　　日 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1)　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。 なお，高圧で受電もしくは供給する場合，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月 1 日といたします。ただし，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。 (2)　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。 (3)　当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。 (4)　当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。 なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。 イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合 ロ　その他特別の事情がある場合 (5)　(3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。 (6)　(4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。 (7)　(4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知ら	**28　検　　針　　日** 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1)　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。 なお，高圧で受電もしくは供給する場合，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月 1 日といたします。また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。 (2)　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。 (3)　当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。 (4)　当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。 なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。 イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合 ロ　その他特別の事情がある場合 (5)　(3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。 (6)　(4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。 (7)　(4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知ら

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
せした日に検針を行なったものといたします。	せした日に検針を行なったものといたします。
28　料金の算定期間	**29　料金の算定期間**
(1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。	(1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。
イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。	イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。
ロ　当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。	ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。
ハ　定額接続送電サービスの料金または 30 (電力および電力量の算定) (25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。	ハ　定額接続送電サービスの料金または 31 (電力および電力量の算定) (25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。
	(2)　系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。
	イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。
	ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。
(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月 1 日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日までの期間といたします。）といたします。	(3)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月 1 日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
29　計　　量	30　計　　量
(1)　当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として 37（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその 30 分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 なお，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	(1)　当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として 38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその 30 分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 なお，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
(2)　受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。	(2)　受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。 なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。
(3)　技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。	(3)　技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。
30　電力および電力量の算定	31　電力および電力量の算定
(1)　発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を 2 倍した値とし，受電地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。	(1)　発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を 2 倍した値とし，受電地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。
(2)　発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。	(2)　発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，30 分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。
(3)　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	(3)　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(4)　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。	(4)　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
(5)　接続受電電力 接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	(5)　接続受電電力 接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(6)　接続受電電力量 接続受電電力量は，30 分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。	(6)　接続受電電力量 接続受電電力量は，30 分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。
(7)　接続供給電力 接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を 2 倍した値とし，供給地点ごとに，30 分ごとに算定いたします。	(7)　接続供給電力 接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を 2 倍した値とし，供給地点ごとに，30 分ごとに算定いたします。
(8)　接続供給電力量 接続供給電力量は，供給地点ごとに，30 分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。 また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。 なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその 1 月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その 1 月の接続供給電力量からその 1 月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。	(8)　接続供給電力量 接続供給電力量は，供給地点ごとに，30 分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。 また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。 なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその 1 月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その 1 月の接続供給電力量からその 1 月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。
(9)　接続対象電力 接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	(9)　接続対象電力 接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(10)　接続対象電力量 接続対象電力量は，30 分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。	(10)　接続対象電力量 接続対象電力量は，30 分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × 1 ／ (1 － 損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）)	イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × 1 ／ (1 － 損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）
ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(イ)または(ロ)により算定された値といたします。	ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(イ)または(ロ)により算定された値といたします。
(イ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値	(イ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値
ａ　1ベースラインに係る需要場所を単一とする場合	ａ　1ベースラインに係る需要場所を単一とする場合
(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。 { 接続供給電力量 × 1 ／ (1 － 損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。） } － 需要抑制量調整受電計画電力量	(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。 { 接続供給電力量 × 1 ／ (1 － 損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。） } － 需要抑制量調整受電計画電力量
(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量	(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量
(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 接続供給電力量 × 1 ／ (1 － 損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）	(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 接続供給電力量 × 1 ／ (1 － 損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）
ｂ　1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合	ｂ　1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合
(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 － 需要抑制量調整受電計画電力量	(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 － 需要抑制量調整受電計画電力量
(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた	(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
値を上回るとき。 ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量 （c） 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 （d） (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ （ロ） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値 ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量 (11) 接続対象計画電力 接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。 (12) 接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。 (13) 需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。 (14) 需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ 需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値 （イ） 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合	値を上回るとき。 ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量 （c） 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 （d） (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ （ロ） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値 ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量 (11) 接続対象計画電力 接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。 (12) 接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。 (13) 需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。 (14) 需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ 需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値 （イ） 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
需要抑制量調整受電電力量 ＝ 0	需要抑制量調整受電電力量 ＝ 0
(ロ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合	(ロ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合
需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$	需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$
(ハ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合	(ハ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合
需要抑制量調整受電電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量	需要抑制量調整受電電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量
ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）	ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）
需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$	需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$
ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。	ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。
(15)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	(15)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(16)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・	(16)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。	ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。
(17)　ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が 1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して 1 ベースラインといたします。	(17)　ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が 1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して 1 ベースラインといたします。
(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。	(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(イ)，(ロ)および(ハ)によって算定された値といたします。 (イ)　(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(イ)，(ロ)および(ハ)によって算定された値といたします。 (イ)　(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(ロ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(ロ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合	a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合
b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施したとき。	b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施したとき。
c　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。	c　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。
d　38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。	d　39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。
(ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。	(ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。
a　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	a　39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合
38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合
38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
b　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	b　ファーム電源に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
（b） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	（b） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
d 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 （a） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	d 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 （a） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
（b） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	（b） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
e 38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	e 39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
（a） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	（a） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
（b） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	（b） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
（c） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量	（c） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量

変更前（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施）
― 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 ― 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 ― 発電量調整受電電力量	― 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 ― 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 ― 発電量調整受電電力量
(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。	(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 ― 発電量調整受電計画電力量	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 ― 発電量調整受電計画電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは 38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 ― 発電量調整受電計画電力量	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは 39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 ― 発電量調整受電計画電力量
(20)　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調	(20)　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 (21)　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 (22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ { 接続供給電力量 × 1 ／ (1 － 損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。)) } － ベースライン (23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ご	整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 (21)　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 (22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ { 接続供給電力量 × 1 ／ (1 － 損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。)) } － ベースライン (23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ご

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
とに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量	とに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量
(24)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。	(24)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。
(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。
(26)　27（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	(26)　28（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。
(27)　15（供給および契約の単位）(1)において，1 需要場所または 1 発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における 30 分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ 30 分ごとに合計することがあります。	(27)　15（供給および契約の単位）(1)において，1 需要場所または 1 発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における 30 分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ 30 分ごとに合計することがあります。
(28)　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。	(28)　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。
(29)　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その 1 月の電力量の合計が計量できている場合で，30 分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30 分ごとの電力量は，原則として，別表 9（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。	(29)　計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その 1 月の電力量の合計が計量できている場合で，30 分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30 分ごとの電力量は，原則として，別表 9（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。
31　**損　　失　　率** この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。	32　**損　　失　　率** この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）

低圧で供給する場合	7.9パーセント
高圧で供給する場合	4.7パーセント
特別高圧で供給する場合	2.0パーセント

32 料金の算定

(1) 送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「1月」として算定いたします。

イ 接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ 契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ 接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ニ 28（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5日を上回り，または下回るとき。

ホ 28（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5日を上回り，または下回るとき。

(2) 当社は，(1)ロ，ハ，ニまたはホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ 基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ ピークシフト割引額を日割りする場合

低圧で供給する場合	7.9パーセント
高圧で供給する場合	4.7パーセント
特別高圧で供給する場合	2.0パーセント

33 料金の算定

(1) 送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「1月」として算定いたします。

イ 接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ 契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ 発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合

ニ 接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ホ 29（料金の算定期間）(1)イの場合で供給側検針期間の日数がその供給側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5日を上回り，または下回るとき。

ヘ 29（料金の算定期間）(1)ロの場合で供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5日を上回り，または下回るとき。

ト 29（料金の算定期間）(2)イの場合で受電側検針期間の日数がその受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5日を上回り，または下回るとき。

チ 29（料金の算定期間）(2)ロの場合で受電側計量期間の日数がその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5日を上回り，または下回るとき。

(2) 当社は，(1)ロ，ハ，ニ，ホ，ヘ，トまたはチの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ 基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
1月の該当割引額 × $\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$ ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は， 1月の該当割引額 × $\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ といたします。	1月の該当割引額 × $\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$ ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は， 1月の該当割引額 × $\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ といたします。
(3)　(1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)ハの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。	(3)　(1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。
	(4)　(1)ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。
(4)　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点を新たに設定した場合 供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。 ロ　供給地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。	(5)　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。 ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。
(5)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。	(6)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。
(6)　28（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，計量日といたします。	(7)　29（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，供給側計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。
	(8)　29（料金の算定期間）(2)ロの場合は，(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，受電側計量期間の日数といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。
(7)　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点を新たに設定した場合	(9)　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。
ロ　供給地点を消滅させる場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。
(8)　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。	(10)　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。
イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。	イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。
ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその 1 月から変更後の力率によります。	ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその 1 月から変更後の力率によります。
(9)　供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。	(11)　供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。
33　支払義務の発生および支払期日	34　支払義務の発生および支払期日
(1)　日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生いたします。	(1)　日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。
	(2)　系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。
(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，27（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日以降に実際に検針を行なった場合，または 30（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。	(3)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日以降に実際に検針を行なった場合，または 31（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。
(3)　(1)の日程等別料金または(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	(4)　(1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
イ　54（解約等）(1)により解約となった場合	イ　55（解約等）(1)により解約となった場合
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合
ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合	ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合
ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合	ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合	ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合
ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合	ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合
(4)　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。	(5)　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。
イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から 7 日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から 7 日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。 なお，(3)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。 なお，(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。
(5)　当社は，(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	(6)　当社は，(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
34　料金その他の支払方法	**35　料金その他の支払方法**
(1)　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。	(1)　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。
イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。	イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。
ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。	ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。
ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。	ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
(2)　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。	(2)　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。
イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。	イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。
ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。	ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。
ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。	ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。
ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
	(3)　発電者の料金その他の支払方法は，次によります。
	イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。 なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。
	ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，原則として，発電者の負担といたします。
	(イ)　発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合
	(ロ)　発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。
	(ハ)　その他当社が必要と認めた場合
	ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。
	(イ)　イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。
	(ロ)　ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。
	ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。
	ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
	ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
	機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，原則として，発電者の負担といたします。
(3)　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。	(4)　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。
イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。	イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。
ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。	ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。
ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。	ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。
ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
(4)　当社の料金の支払方法は，次によります。	(5)　当社の料金の支払方法は，次によります。
イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。 なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。	イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。 なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。
ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。	ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。
ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。 なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。	ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。 なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。
35　保　証　金	**36　保　証　金**
(1)　契約者の場合は，次によります。	(1)　契約者の場合は，次によります。
イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。	イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。
(イ)　料金の支払いの延滞があった場合	(イ)　料金の支払いの延滞があった場合
(ロ)　30 分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，30（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または 30（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，39（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。	(ロ)　30 分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または 31（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，40（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
（ハ） 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合	（ハ） 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合
ロ 契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。	ロ 契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。
ハ 保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。	ハ 保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。
ニ 当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。	ニ 当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。
ホ 当社は，保証金について利息を付しません。	ホ 当社は，保証金について利息を付しません。
ヘ 当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	ヘ 当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
(2) 発電契約者の場合は，次によります。	(2) 発電契約者の場合は，次によります。
イ 当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。	イ 当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
ロ 保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。	ロ 保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。
ハ 当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。	ハ 当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。
ニ 当社は，保証金について利息を付しません。	ニ 当社は，保証金について利息を付しません。
ホ 当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	ホ 当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
	(3) 発電者の場合は，次によります。
	イ 当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
	ロ 保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。
	ハ 当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。
	ニ 当社は，保証金について利息を付しません。
	ホ 当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
(3) 需要抑制契約者の場合は，次によります。	(4) 需要抑制契約者の場合は，次によります。
イ 当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。	イ 当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
ロ 保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。	ロ 保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。
ハ 当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。	ハ 当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。
ニ 当社は，保証金について利息を付しません。	ニ 当社は，保証金について利息を付しません。
ホ 当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	ホ 当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
36　連　帯　責　任 1 接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。	37　連　帯　責　任 1 接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
V　供　　給	**V　供　　給**
37　託送供給等の実施	**38　託送供給等の実施**
(1)　接続供給の場合	(1)　接続供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
(イ)　契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が 30 分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。	(イ)　契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が 30 分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。
(ロ)　契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。	(ロ)　契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。
ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。
ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお，当社は，38（給電指令の実施等）および 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。	ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお，当社は，39（給電指令の実施等）および 76（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。
(2)　振替供給の場合	(2)　振替供給の場合
イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
(3)　発電量調整供給の場合	(3)　発電量調整供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
(イ)　発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計	(イ)　発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。	画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
(ロ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。	(ロ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。
ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。
ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。	なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。
チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
なお，当社は，38（給電指令の実施等）および 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。	なお，当社は，39（給電指令の実施等）および 76（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。
(4)　需要抑制量調整供給の場合	(4)　需要抑制量調整供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
(イ)　需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。	(イ)　需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
(ロ)　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。	(ロ)　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。
ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は	ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。	別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。
ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
38　給電指令の実施等	**39　給電指令の実施等**
(1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。	(1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。
(2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。	(2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。
イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合	イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合
ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合	ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合
ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電，水力発電（揚水発電を除きます。）または地熱発電を抑制する必要が生じた場合	ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電，水力発電（揚水発電を除きます。）または地熱発電を抑制する必要が生じた場合
ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。	ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。
ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。	ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。	ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合	ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合
(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。	(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。
なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせい	なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせい

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
たします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。	たします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。
(4)　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。	(4)　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。
(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
(6)　当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	(6)　当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
(7)　当社は，(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。	(7)　当社は，(2)イ，ロ，ホ，へ，トまたは(3)によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，(2)ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または(2)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。
イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。	イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が 500 キロワット未満となるとき。
(イ)　割引の対象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。	(イ)　割引の対象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。
(ロ)　割 引 率 1 月中の制限し，または中止した延べ日数 1 日ごとに 4 パーセントといたします。	(ロ)　割引率 1 月中の制限し，または中止した延べ日数 1 日ごとに 4 パーセントといたします。
(ハ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，1 日のうち延べ 1 時間以上制限し，または中止した日を 1 日として計算いたします。	(ハ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，1 日のうち延べ 1 時間以上制限し，または中止した日を 1 日として計算いたします。
ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合	ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合
(イ)　割引の対象	(イ)　割引の対象

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。	当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。
(ﾛ)　割 引 率	(ﾛ)　割引率
1 月中の制限し，または中止した延べ時間数 1 時間ごとに 0.2 パーセントといたします。	1 月中の制限し，または中止した延べ時間数 1 時間ごとに 0.2 パーセントといたします。
(ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算	(ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算
延べ時間数は，1 回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，1 時間未満の端　数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。	延べ時間数は，1 回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，1 時間未満の端数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。
なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。	なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。
a　接続供給電力を制限した場合	a　発電量調整受電電力を制限した場合
$H' = H \times \frac{D-d}{D}$	$H' = H \times \frac{D-d}{D}$
H′　＝　修正時間（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）	H′　＝　修正時間
H　＝　制限時間	H　＝　制限時間
D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力	D　＝　当該受電地点の同時最大受電電力
d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値	d　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値
b　接続供給電力量を制限した場合	b　発電量調整受電電力量を制限した場合
$H' = H \times \frac{A-B}{A}$	$H' = H \times \frac{A-B}{A}$
H′　＝　修正時間	H′　＝　修正時間
H　＝　制限時間	H　＝　制限時間
A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量	A　＝　制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量
B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量	B　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量
c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。	c　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。
(8)　(7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に 3 日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1 月につき 1 日を限って計算に入れません。この場合の 1 月につき 1 日とは，1 暦月の 1 暦日における 1 回の工事による制限または中止の時間といたします。	(8)　(7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に 3 日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1 月につき 1 日を限って計算に入れません。この場合の 1 月につき 1 日とは，1 暦月の 1 暦日における 1 回の工事による制限または中止の時間といたします。
なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に 3 日前までにお知らせしたことをもって契約者に 3 日前までにお知らせしたものとみなします。	
	(9)　当社は，(2)または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。
(9)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(7)および(8)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。	(10)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。
(10)　当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－1 電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された	(11)　当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－1 電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された

変更前（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施）
発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
39　適正契約の保持等 (1)　当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (2)　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (3)　当社は，30（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），30（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または 30（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。	40　適正契約の保持等 (1)　当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (2)　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (3)　当社は，31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または 31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。
40　契 約 超 過 金 (1)　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。 なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。	41　契 約 超 過 金 (1)　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。 なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。 (2)　発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。 なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。 イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 (イ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
	(ロ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 その 1 月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 (イ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その 1 月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (ロ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その 1 月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力 1 キロワットとみなします。 (イ)　臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット (ロ)　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流 10 アンペア ただし，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアの場合は，0.5 キロワットとみなし，15 アンペアの場合は，1.5 キロワットとみなします。 (ハ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペア (ニ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）1 キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (ホ)　附則 3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力 1 キロワット
(2)　契約超過金は，契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。	(3)　契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。 イ　契約者の場合 契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。 ロ　発電者の場合 同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
41　力 率 の 保 持	**42　力 率 の 保 持**
(1)　低圧で供給する場合	(1)　低圧で供給する場合
イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については 90 パーセント以上，その他の供給地点については 85 パーセント以上に保持していただきます。	イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については 90 パーセント以上，その他の供給地点については 85 パーセント以上に保持していただきます。
ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 なお，進相用コンデンサは，別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。	ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 なお，進相用コンデンサは，別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。
(2)　高圧または特別高圧で供給する場合	(2)　高圧または特別高圧で供給する場合
イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として 85 パーセント以上に保持していただきます。 なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。	イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として 85 パーセント以上に保持していただきます。 なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。
ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。 なお，この場合の当該供給地点の 1 月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。	ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。 なお，この場合の当該供給地点の 1 月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施	**43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施**
当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。	当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。
(1)　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査	(1)　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査
(2)　75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務	(2)　76（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務
(3)　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認	(3)　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認
(4)　計量器の検針または計量値の確認	(4)　計量器の検針または計量値の確認
(5)　44（託送供給等の停止），52（契約の廃止）または 54（解約等）により必要な処置	(5)　45（託送供給等の停止），53（契約の廃止）または 55（解約等）により必要な処置
(6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約および発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物に係る保安の確認に必要な業務	(6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物に係る保安の確認に必要な業務
43　託送供給等にともなう協力	**44　託送供給等にともなう協力**
(1)　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合	(1)　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。	（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。
イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合	イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合
ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合	ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合
ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合	ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合
ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合	ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合
ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合	ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合
(2)　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。	(2)　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。
なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。	なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。
44　託送供給等の停止	**45　託送供給等の停止**
(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合
ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合	ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合
ハ　61（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合	ハ　62（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合
(2)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(2)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合
ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，または電気を使用された場合	ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合
ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合	ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合
ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。	ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。
ホ　42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合	ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合
ヘ　43（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合	ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合
(3)　契約者または発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(3)　契約者，発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合 ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合 ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合 ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合 ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは 19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。） (4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 (5)　(1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。	することがあります。 イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合 ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合 ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合 ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合 ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは 19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。） (4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 (5)　(1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。
45　託送供給等の停止の解除 44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。	**46　託送供給等の停止の解除** 45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。
46　託送供給の停止期間中の料金 44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を 32（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。	**47　託送供給等の停止期間中の料金** 45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を 33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。
47　違　約　金 (1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の 3 倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。 イ　1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　44（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合 (2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3)　不正に使用した期間が確認できない場合は，6 月以内で当社が決定した期間といたします。	**48　違　約　金** (1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の 3 倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。 イ　1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　45（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合 (2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3)　不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，6 月以内で当社が決定した期間といたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
48　損害賠償の免責	49　損害賠償の免責
(1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。	(1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。
(2)　44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 54（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。	(2)　45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 55（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。
(3)　44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または 54（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が 54（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。	(3)　45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または 55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が 55（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。
(4)　当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。	(4)　当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。
49　設 備 の 賠 償	50　設 備 の 賠 償
契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。	契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。
(1)　修理可能の場合 修理費	(1)　修理可能の場合 修理費
(2)　亡失または修理不可能の場合 帳簿価額と取替工費との合計額	(2)　亡失または修理不可能の場合 帳簿価額と取替工費との合計額

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
Ⅵ　契約の変更および終了	**Ⅵ　契約の変更および終了**
50　契 約 の 変 更	51　契 約 の 変 更
(1)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。	(1)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。
(2)　契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。	(2)　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。 ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。
イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。	イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。
ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。	ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。
(ｲ)　当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。	(ｲ)　当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。
(ﾛ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。	(ﾛ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。
(3)　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。	(3)　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。
イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の 2 暦日前から起算して 8 営業日前の日の 1 暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の 2 暦日前から起算して 1 営業日前の日の 1 暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。 また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。	イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の 2 暦日前から起算して 8 営業日前の日の 1 暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の 2 暦日前から起算して 1 営業日前の日の 1 暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。 また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。
ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日	ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の 2 暦日前から起算して 8 営業日前の日の 1 暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の 2 暦日前から起算して 1 営業日前の日の 1 暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。	を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の 2 暦日前から起算して 8 営業日前の日の 1 暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の 2 暦日前から起算して 1 営業日前の日の 1 暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。
ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。	ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。
(4)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	(4)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
51　名 義 の 変 更 合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者または発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約または当該発電量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。	52　名 義 の 変 更 合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。
52　契 約 の 廃 止 (1)　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。	53　契 約 の 廃 止 (1)　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。
(2)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，54（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。	(2)　当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。 (3)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
	廃止期日に消滅いたします。
イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。	イ　当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。
ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約または発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。	ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。
	(4)　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
(3)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	(5)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算	**54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算**
(1)　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。	(1)　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(イ)　低圧で供給する場合	(イ)　低圧で供給する場合
a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，	a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。	接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。
b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。	b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。
c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。	c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。
d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。	d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。
(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合	(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合
a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。	a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。
b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。	b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。
(ﾊ)　19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生	(ﾊ)　19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(イ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降 1 年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または 19（接続送電サービス）(2)イ(イ) c により接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(イ)または(ロ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)または(ロ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(イ) c により接続送電サービス契約電力を減少することといたします。	じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(イ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降 1 年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または 19（接続送電サービス）(2)イ(イ) c により接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(イ)または(ロ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)または(ロ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(イ) c により接続送電サービス契約電力を減少することといたします。
ロ　発電量調整供給の場合	ロ　発電量調整供給の場合
(イ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	(イ)　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
(ロ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	(ロ)　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
(2)　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が 1 年以上になる場合には，1 年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。 なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に 1 年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。	(2)　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が 1 年以上になる場合には，1 年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。 なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に 1 年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。
(3)　非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。	(3)　非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。
54　解　　約　　等	55　解　　約　　等
(1)　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	(1)　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
なお，この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。
また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。	また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。
イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合	イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合
(イ)　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	(イ)　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
	(ロ)　発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(ﾛ)　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。
(ﾊ)　料金以外の債務を支払われない場合	(ﾊ)　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
	(ﾆ)　料金以外の債務を支払われない場合
	(ﾎ)　当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合
ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。	ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。
(ｲ)　8（契約の要件）を欠くに至った場合	(ｲ)　8（契約の要件）を欠くに至った場合
(ﾛ)　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(ﾛ)　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾊ)　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(ﾊ)　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾆ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(ﾆ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾎ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。	(ﾎ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。
(ﾍ)　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合	(ﾍ)　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合
(ﾄ)　その他この約款に反した場合	(ﾄ)　その他この約款に反した場合
(2)　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 　この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	(2)　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 　この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
	(3)　発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 　この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
	(4)　発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。 　なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
	(5)　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
	この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
55　契約消滅後の債権債務関係 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。	56　契約消滅後の債権債務関係 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**
56　受電地点，供給地点および施設 (1)　受 電 地 点 イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。 ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。 (ｲ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合 (ﾛ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合 (ﾊ)　1 建物内の 2 以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 (ﾆ)　58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合 (ﾎ)　その他特別の事情がある場合 (2)　供 給 地 点 イ　接続供給の場合 (ｲ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。 (ﾛ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。 a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合 b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合 c　1 建物内の 2 以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 d　58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合 e　その他特別の事情がある場合 ロ　振替供給の場合 供給地点は，会社間連系点といたします。 (3)　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（保安通信設備を含みます。）は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。 なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。	**57　受電地点，供給地点および施設** (1)　受 電 地 点 イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。 ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。 (ｲ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合 (ﾛ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合 (ﾊ)　1 建物内の 2 以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 (ﾆ)　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合 (ﾎ)　その他特別の事情がある場合 (2)　供 給 地 点 イ　接続供給の場合 (ｲ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。 (ﾛ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。 a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合 b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合 c　1 建物内の 2 以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 d　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合 e　その他特別の事情がある場合 ロ　振替供給の場合 供給地点は，会社間連系点といたします。 (3)　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（保安通信設備を含みます。）は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。 なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
(4)　付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。	(4)　付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。
(5)　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，1受電地点または1供給地点といたします。	(5)　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，1受電地点または1供給地点といたします。
57　架空引込線	58　架空引込線
(1)　当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。	(1)　当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。
(2)　引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。	(2)　引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。
(3)　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。	(3)　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。
(4)　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。	(4)　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。
(5)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。	(5)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。
イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。	イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。
ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。	ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。
58　地中引込線	59　地中引込線
(1)　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。	(1)　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点	イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点
ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点	ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点
なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。	なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。
(2)　(1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。	(2)　(1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。
なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。	なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。
イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が 50 メートル程度以内の場所	イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が 50 メートル程度以内の場所
ロ　建物の 3 階以下にある場所	ロ　建物の 3 階以下にある場所
ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所	ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所
(3)　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。	(3)　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。
なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。	なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。
イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）	イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）
ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール	ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール
ハ　その他イまたはロに準ずる設備	ハ　その他イまたはロに準ずる設備
(4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。	(4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。
59　連接引込線等	**60　連接引込線等**
(1)　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（1 発電場所または 1 需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。	(1)　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（1 発電場所または 1 需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。
なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。	なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。
(2)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。	(2)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。
イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線	イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。	を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。
ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。	ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。
60　**中高層集合住宅等における受電方法および供給方法** 中高層集合住宅等の場合で，1 建物内の 2 以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による 1 引込みで電気を受電または供給いたします。 なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の 2 次側接続点までは，当社が施設いたします。	61　**中高層集合住宅等における受電方法および供給方法** 中高層集合住宅等の場合で，1 建物内の 2 以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による 1 引込みで電気を受電または供給いたします。 なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の 2 次側接続点までは，当社が施設いたします。
61　**引込線の接続** 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。 なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。	62　**引込線の接続** 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。 なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。
62　**計量器等の取付け** (1)　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の 2 次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。 イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の 2 次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。 ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。 (2)　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。 (3)　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきま	63　**計量器等の取付け** (1)　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の 2 次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。 イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の 2 次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。 ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は，68（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。 (2)　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。 (3)　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきま

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
す。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。	す。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。
(4)　当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。	(4)　当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。
(5)　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。	(5)　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。
(6)　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。	(6)　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。
63　通信設備等の施設	**64　通信設備等の施設**
(1)　発電場所内または需要場所内に施設する給電指令上必要な保安通信電話等は，原則として契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。	(1)　発電場所内または需要場所内に施設する給電指令上必要な保安通信電話等は，原則として契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。
(2)　系統連系技術要件に定めるＮ－1 電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。 なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。	(2)　系統連系技術要件に定めるＮ－1 電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。 なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。
(3)　給電指令上必要な情報伝送装置等については，次のとおりといたします。	(3)　給電指令上必要な情報伝送装置等については，次のとおりといたします。
イ　発電場所内に施設する情報伝送装置等は，原則として，受電地点からその情報伝送装置までを当社の所有とし，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けて施設いたします。ただし，Ｎ－1 電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。	イ　発電場所内に施設する情報伝送装置等は，原則として，受電地点からその情報伝送装置までを当社の所有とし，68（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けて施設いたします。ただし，Ｎ－1 電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。
ロ　需要場所内に施設する情報伝送装置等は，供給地点からその情報伝送装置までを当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。	ロ　需要場所内に施設する情報伝送装置等は，供給地点からその情報伝送装置までを当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。
(4)　情報伝送装置等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 なお，施設場所等については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。	(4)　情報伝送装置等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 なお，施設場所等については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。
(5)　契約者または発電契約者の希望によって，情報伝送装置等の施設場所を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。	(5)　契約者または発電契約者の希望によって，情報伝送装置等の施設場所を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。
64　専用供給設備	**65　専用供給設備**
(1)　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については 66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。	(1)　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については 67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。
イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合	イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合
ロ　43（託送供給等にともなう協力）の場合	ロ　44（託送供給等にともなう協力）の場合
ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合	ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合
(2)　(1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供	(2)　(1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（1 次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。	給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（1 次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。
(3)　(2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。	(3)　(2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。
(4)　(1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。	(4)　(1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。
(5)　当社は，供給設備を 2 以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。	(5)　当社は，供給設備を 2 以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。
イ　2 以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。	イ　2 以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。
ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合	ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合
65　電流制限器等の取付け	**66　電流制限器等の取付け**
(1)　需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。	(1)　需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。
(2)　電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。	(2)　電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。
(3)　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。	(3)　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
Ⅷ　工事費の負担	**Ⅷ　工事費の負担**
66　**受電地点への供給設備の工事費負担金**	67　**受電地点への供給設備の工事費負担金**
(1)　受電側接続設備の工事費負担金	(1)　受電側接続設備の工事費負担金
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 14（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 14（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。	ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。
(2)　受電地点への特別供給設備の工事費負担金	(2)　受電地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(イ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。	(イ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。
(ロ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。	(ロ)　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(ハ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額 ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額	(ハ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額 ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額
新増加契約受電電力 1 キロワットにつき　3,410 円 00 銭	新増加契約受電電力 1 キロワットにつき　3,410 円 00 銭
ロ　受電地点において 21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備とい	ロ　受電地点において 21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備とい

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
たします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。	たします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(3)　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	(3)　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または 63（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または 64（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(4)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	(4)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(5)　工事費の算定	(5)　工事費の算定
(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。	(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。
イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。	イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。
(イ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。	(イ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。
(ロ)　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。	(ロ)　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。
(ハ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	(ハ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
(ニ)　架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空受電側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	(ニ)　架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空受電側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
(ホ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。	(ホ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。
(ヘ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。	(ヘ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。
ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。	ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。
ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。	ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。
(イ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合	(イ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
工事費 × 使用回線数 / 施設回線数	工事費 × 使用回線数 / 施設回線数
(ロ)　管路等を利用して電気を受電する場合	(ロ)　管路等を利用して電気を受電する場合
工事費 × 使用孔数 / 施設孔数 － 予備孔数	工事費 × 使用孔数 / 施設孔数 － 予備孔数
ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。	ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。
ホ　(2)イ(ハ)の場合，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。	ホ　(2)イ(ハ)の場合，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。
ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，2 以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。	(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，2 以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。
イ　2 以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または 2 以上の発電契約者のうち 1 の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による 1 申込みとみなして算定いたします。	イ　2 以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または 2 以上の発電契約者のうち 1 の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による 1 申込みとみなして算定いたします。
ロ　2 以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。	ロ　2 以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。
(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。	(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。
67　**受電用計量器等の工事費負担金** 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるとき，または発電場所内に情報伝送装置等を施設するときは，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	68　**受電用計量器等の工事費負担金** 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるとき，または発電場所内に情報伝送装置等を施設するときは，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
68　**会社間連系設備の工事費負担金** 契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容	69　**会社間連系設備の工事費負担金** 契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。	等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。
69　供給地点への供給設備の工事費負担金	**70　供給地点への供給設備の工事費負担金**
(1)　供給側接続設備の工事費負担金	(1)　供給側接続設備の工事費負担金
イ　低圧または高圧で供給する場合	イ　低圧または高圧で供給する場合
(イ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は 1,000 メートル，地中の場合は 150 メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。	(イ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は 1,000 メートル，地中の場合は 150 メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　分	単　位	金　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	3,520 円 00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	27,170 円 00 銭

区　分	単　位	金　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	3,520 円 00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	27,170 円 00 銭

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の 60 パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の 20 パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。	なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の 60 パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の 20 パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。
(ロ)　2 以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。	(ロ)　2 以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。
a　2 以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(1)イ(イ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。	a　2 以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(1)イ(イ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。
b　2 以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。	b　2 以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。
(ハ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(イ)の超過こう長は，次により算定いたします。	(ハ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(イ)の超過こう長は，次により算定いたします。
a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。	a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。
b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。	b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

架空供給側接続設備の超過こう長

$$= \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

なお，標準電圧 30,000 ボルトまたは 60,000 ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事費の全額がｂの当社負担額をこえるときのその超過額を工事費負担金といたします。

ａ　工事費

(a)　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	標準電圧 30,000 ボルトで供給する場合	363 円 00 銭
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	176 円 00 銭

なお，標準電圧 30,000 ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の工事費は，上表にかかわらず，次の算式によって算定された金額といたします。

$$\text{工事費} = \text{別表 14(標準設計基準)に定める設計による工事費} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{当該送電線の送電容量}}$$

(b)　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	標準電圧 30,000 ボルトで供給する場合	649 円 00 銭
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	550 円 00 銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の 20 パーセントといたします。

(c)　スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(b)にかかわらず，別表 15（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として 3 回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の 2 次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

架空供給側接続設備の超過こう長

$$= \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

なお，標準電圧 30,000 ボルトまたは 60,000 ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事費の全額がｂの当社負担額をこえるときのその超過額を工事費負担金といたします。

ａ　工事費

(a)　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	標準電圧 30,000 ボルトで供給する場合	363 円 00 銭
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	176 円 00 銭

なお，標準電圧 30,000 ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の工事費は，上表にかかわらず，次の算式によって算定された金額といたします。

$$\text{工事費} = \text{別表 14(標準設計基準)に定める設計による工事費} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{当該送電線の送電容量}}$$

(b)　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	標準電圧 30,000 ボルトで供給する場合	649 円 00 銭
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	550 円 00 銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の 20 パーセントといたします。

(c)　スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(b)にかかわらず，別表 15（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として 3 回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の 2 次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
b　当社負担額	b　当社負担額
新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　5,500 円 00 銭	新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　5,500 円 00 銭
(ﾛ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。	(ﾛ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。
ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。	ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。
ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。	ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。
(ｲ)　供給側接続設備 供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。	(ｲ)　供給側接続設備 供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。
(ﾛ)　供給地点 会社間連系点以外の供給地点をいいます。	(ﾛ)　供給地点 会社間連系点以外の供給地点をいいます。
(ﾊ)　工事こう長 標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。 なお，単位は，1 メートルとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。	(ﾊ)　工事こう長 標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。 なお，単位は，1 メートルとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。
ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。 (ｲ)　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量 (ﾛ)　契約電力 (ﾊ)　契約電流 (ﾆ)　契約容量 なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。 また，供給電気方式を交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトから交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。	ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。 (ｲ)　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量 (ﾛ)　契約電力 (ﾊ)　契約電流 (ﾆ)　契約容量 なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。 また，供給電気方式を交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトから交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。
ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。	ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(2)　供給地点への特別供給設備の工事費負担金	(2)　供給地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
(イ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第 4 条第 7 項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。	(イ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第 4 条第 7 項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。
(ロ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。	(ロ)　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。
ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。	ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(3)　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	(3)　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け），63（通信設備等の施設）または 65（電流制限器等の取付け）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け），64（通信設備等の施設）または 66（電流制限器等の取付け）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
(4)　工事費の算定 (2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。	(4)　工事費の算定 (2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。
イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。	イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
また，算定にあたっては，次のとおりといたします。	また，算定にあたっては，次のとおりといたします。
(ｲ)　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。	(ｲ)　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。
(ﾛ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	(ﾛ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
(ﾊ)　架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	(ﾊ)　架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
(ﾆ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。	(ﾆ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。
(ﾎ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。	(ﾎ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。
(ﾍ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，72（臨時工事費）に準じて算定いたします。	(ﾍ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，73（臨時工事費）に準じて算定いたします。
ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。	ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。
ハ　低圧または高圧で供給する場合で，(2)イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長 1 メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。	ハ　低圧または高圧で供給する場合で，(2)イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長 1 メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。
ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。	ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。
(ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$	(ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$
(ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$	(ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$
ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。	ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。
ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。	ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。
(ｲ)　高圧で供給する場合 (1)イ(ｲ)に定める超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長 1 メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。	(ｲ)　高圧で供給する場合 (1)イ(ｲ)に定める超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長 1 メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。
(ﾛ)　特別高圧で供給する場合	(ﾛ)　特別高圧で供給する場合

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(イ) a および(ロ)によって算定いたします。 なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(イ) a の該当欄の単価の 20 パーセントを適用して算定いたします。	契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(イ) a および(ロ)によって算定いたします。 なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(イ) a の該当欄の単価の 20 パーセントを適用して算定いたします。
ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへ(イ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへ(イ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
(5)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。	(5)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。
70　**工事費負担金の申受けおよび精算** (1)　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。 なお，9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。 (2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。 イ　69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。 (イ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が 5 パーセントをこえる場合 (ロ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合 ロ　66（受電地点への供給設備の工事費負担金），67（受電用計量器等の工事費負担金），68（会社間連系設備の工事費負担金），69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。 (イ)　低圧または高圧で受電または供給する場合 a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が 5 パーセントをこえる場合 b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。） c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合 (ロ)　特別高圧で受電または供給する場合 原則としてすべての場合 (3)　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他	71　**工事費負担金の申受けおよび精算** (1)　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。 なお，9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。 (2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。 イ　70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。 (イ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が 5 パーセントをこえる場合 (ロ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合 ロ　67（受電地点への供給設備の工事費負担金），68（受電用計量器等の工事費負担金），69（会社間連系設備の工事費負担金），70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。 (イ)　低圧または高圧で受電または供給する場合 a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が 5 パーセントをこえる場合 b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。） c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合 (ロ)　特別高圧で受電または供給する場合 原則としてすべての場合 (3)　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。	の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。
(4)　当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。	(4)　当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。
(5)　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。 なお，その変更が供給設備の使用開始後 10 年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。	(5)　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。 なお，その変更が供給設備の使用開始後 10 年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。
(6)　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として 1 年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について 2 以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。 また，工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。	(6)　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として 1 年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について 2 以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。 また，工事費負担金契約書（74〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。
71　**供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け** (1)　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。 なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。 (2)　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し	72　**供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け** (1)　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。 なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。 (2)　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
受けます。 なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。 また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。	受けます。 なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。 また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。
72 **臨 時 工 事 費** (1) 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。 なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の 95 パーセント，その他の設備についてはその価額の 50 パーセントといたします。 また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間 1 月（1 月未満は，1 月といたします。）につきその価額の 1 パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。 (2) 臨時工事費を申し受ける場合は，69（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。 (3) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。 (4) 臨時工事費の精算は，70（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。	73 **臨 時 工 事 費** (1) 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。 なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の 95 パーセント，その他の設備についてはその価額の 50 パーセントといたします。 また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間 1 月（1 月未満は，1 月といたします。）につきその価額の 1 パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。 (2) 臨時工事費を申し受ける場合は，70（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。 (3) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。 (4) 臨時工事費の精算は，71（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。
73 **工事費等に関する契約書の作成** 当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。	74 **工事費等に関する契約書の作成** 当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
Ⅸ　保　　安	**Ⅸ　保　　安**
74　保 安 の 責 任 当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。	**75　保 安 の 責 任** 当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。
75　保安等に対する発電者および需要者の協力 (1)　次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。 イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合 ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合 (2)　発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。 (3)　発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。 (4)　当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先立ち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。	**76　保安等に対する発電者および需要者の協力** (1)　次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。 イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合 ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合 (2)　発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。 (3)　発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。 (4)　当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先立ち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。
76　調　　査 (1)　当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。 なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (2)　調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。 イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定 ロ　接地抵抗値の測定 ハ　点　　検 (3)　当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。 なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。	**77　調　　査** (1)　当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。 なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (2)　調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。 イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定 ロ　接地抵抗値の測定 ハ　点　　検 (3)　当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。 なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
77　調査等の委託 (1)　当社は，76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 (2)　当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。	**78　調査等の委託** (1)　当社は，77（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 (2)　当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。
78　調査に対する需要者の協力 (1)　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。 (2)　当社は，76（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。	**79　調査に対する需要者の協力** (1)　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。 (2)　当社は，77（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。
79　検査または工事の受託 (1)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。 (2)　(1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費相当額を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。 (3)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。 (4)　(3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。	**80　検査または工事の受託** (1)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。 (2)　(1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費相当額を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。 (3)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。 (4)　(3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。
80　自家用電気工作物 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。 (1)　76（調査） (2)　77（調査等の委託） (3)　78（調査に対する需要者の協力） (4)　79（検査または工事の受託）	**81　自家用電気工作物** 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。 (1)　77（調査） (2)　78（調査等の委託） (3)　79（調査に対する需要者の協力） (4)　80（検査または工事の受託）

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
附　　則	**附　　則**
1　実　施　期　日 この約款は，令和 5 年 12 月 27 日から実施いたします。	**1　実　施　期　日** この約款は，令和 6 年 4 月 1 日から実施いたします。
2　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置 受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流 3 相 3 線式標準電圧 3,000 ボルト，交流単相 2 線式標準電圧 6,000 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 20,000 ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，交流 3 相 3 線式標準電圧 3,000 ボルトまたは交流単相 2 線式標準電圧 6,000 ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，交流 3 相 3 線式標準電圧 20,000 ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧 30,000 ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。	**2　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置** 受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流 3 相 3 線式標準電圧 3,000 ボルト，交流単相 2 線式標準電圧 6,000 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 20,000 ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，交流 3 相 3 線式標準電圧 3,000 ボルトまたは交流単相 2 線式標準電圧 6,000 ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，交流 3 相 3 線式標準電圧 20,000 ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧 30,000 ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。
3　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置 (1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1)　適 用 範 囲 イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(イ)および(ロ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(イ)および(ロ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 (イ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。） (ロ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。） ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。 (2)　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ 1 年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)ｃ，(ハ)ｃ，(ニ)ｃ，(ホ)ｃ，(ヘ)ｃ，(ト)	**3　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置** (1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1)　適 用 範 囲 イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(イ)および(ロ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(イ)および(ロ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 (イ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。） (ロ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。） ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。 (2)　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ 1 年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)ｃ，(ハ)ｃ，(ニ)ｃ，(ホ)ｃ，(ヘ)ｃ，(ト)

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
c，ロ(ｲ) c，(ﾛ) c，(ﾊ) c，ハ(ｲ) c，(ﾛ) c もしくは(ﾊ) c，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c，(ﾆ) c，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。 なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，1 年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。 イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量 (ｲ)　接続供給課金対象電力 当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10 アンペアを 1 キロワットと，1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。 接続供給課金対象電力 ＝ 揚水最大電力等 × 揚水等損失率 ＋ その他最大電力等 (ﾛ)　接続供給課金対象電力量 当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。 接続供給課金対象電力量 ＝ 揚水等接続供給電力量 × 揚水等損失率 ＋ その他接続供給電力量 ロ　1 年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力 高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ハ　そ の 他 (ｲ)　19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。 (ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。 (ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。	c，ロ(ｲ) c，(ﾛ) c，(ﾊ) c，ハ(ｲ) c，(ﾛ) c もしくは(ﾊ) c，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c，(ﾆ) c，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。 なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，1 年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。 イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量 (ｲ)　接続供給課金対象電力 当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10 アンペアを 1 キロワットと，1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。 接続供給課金対象電力 ＝ 揚水最大電力等 × 揚水等損失率 ＋ その他最大電力等 (ﾛ)　接続供給課金対象電力量 当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。 接続供給課金対象電力量 ＝ 揚水等接続供給電力量 × 揚水等損失率 ＋ その他接続供給電力量 ロ　1 年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力 高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ハ　そ の 他 (ｲ)　19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。 (ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。 (ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(3)　電力および電力量の算定 当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。 イ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における 30 分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 ハ　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量	(3)　電力および電力量の算定 当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。 イ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における 30 分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 ハ　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(4)　計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については，62（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。	(4)　計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。
(5)　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）および附則 6（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。	(5)　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則 6（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。
4　発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕 (1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	**4　発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕** (1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。
(2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。	(2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。
(3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，50（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。	(3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，51（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。
(4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。	(4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。
(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 3 項第 5 号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 3 項第 5 号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
イ　8（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。	イ　8（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。
ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第 3 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。 この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第 3 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。 この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第 3 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ 25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第 3 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ 26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
へ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	へ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(イ)　28（料金の算定期間）	(イ)　29（料金の算定期間）
(ロ)　32（料金の算定）	(ロ)　33（料金の算定）
(ハ)　33（支払義務の発生および支払期日）	(ハ)　34（支払義務の発生および支払期日）
(ニ)　34（料金その他の支払方法）	(ニ)　35（料金その他の支払方法）
(ホ)　35（保証金）	(ホ)　36（保証金）
(ヘ)　47（違約金）	(ヘ)　48（違約金）
(ト)　54（解約等）	(ト)　55（解約等）
ト　当社は，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後 4 時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前 6 時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	ト　当社は，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後 4 時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前 6 時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後 1 年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後 1 年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後 1 年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後 1 年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。	イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。
ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(イ)　28（料金の算定期間）	(イ)　29（料金の算定期間）
(ロ)　32（料金の算定）	(ロ)　33（料金の算定）

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
（ハ） 33（支払義務の発生および支払期日）	（ハ） 34（支払義務の発生および支払期日）
（ニ） 34（料金その他の支払方法）	（ニ） 35（料金その他の支払方法）
(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が 10 キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。	(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が 10 キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。
イ 適　　用	イ 適　　用
次のいずれかに該当する場合に適用いたします。	次のいずれかに該当する場合に適用いたします。
（イ） 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合	（イ） 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合
（ロ） 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合	（ロ） 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合
ロ 供給および契約の単位	ロ 供給および契約の単位
当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，1 発電場所につき，1 電気方式，1 引込，2 計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，1 発電場所について 1 系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，1 電気方式，1 引込，2 計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ 計　　量	ハ 計　　量
当社は，29（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30 分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，29（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30 分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
ニ 37（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。	ニ 38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。
ホ イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。	ホ イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。
なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。	なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。
(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。
イ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で 30 分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30 分ごとに算定いたします。	イ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で 30 分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30 分ごとに算定いたします。
ロ 契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電	ロ 契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。 ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された 30 分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る 30 分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。 (9)　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。	量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。 ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された 30 分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る 30 分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。 (9)　その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。
5　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置	**5　離島についての特別措置** (1)　系統連系受電サービス料金 電気事業法第 2 条第 1 項第 8 号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は，22（系統連系受電サービス）(3)イにかかわらず，次のとおりといたします。 系統連系受電課金対象電力 1 キロワットにつき　102 円 30 銭
(1)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 電気事業法第 2 条第 1 項第 8 号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。 1 キロワット時につき　60 円 81 銭	(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。 1 キロワット時につき　60 円 71 銭
(2)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または 24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。 1 キロワット時につき　24 円 19 銭	(3)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または 25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。 1 キロワット時につき　24 円 19 銭
6　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として 3 パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	**6　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い** 発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として 3 パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置	7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置
(1)　低圧で供給する場合で，30 分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。	(1)　低圧で供給する場合で，30 分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。
イ　移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量	イ　移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量
その 1 月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における 30 分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。	その 1 月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における 30 分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。
ロ　移行期間において料金の変更があった場合の 30 分ごとの接続供給電力量	ロ　移行期間において料金の変更があった場合の 30 分ごとの接続供給電力量
ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ロ)，(ハ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。	ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ロ)，(ハ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。
この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。	この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。
ハ　接続送電サービス契約電力	ハ　接続送電サービス契約電力
契約者が 19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。	契約者が 19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。
(2)　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの 30 分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。	(2)　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの 30 分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。
8　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置	8　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置
(1)　1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，30（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，30（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。	(1)　1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。
(2)　1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループ	(2)　1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループ

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
に設定していただきます。また，当該受電地点における 30 分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において 30 分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値とみなします。	に設定していただきます。また，当該受電地点における 30 分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において 30 分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値とみなします。
9　損害賠償の免責についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第 4 条第 1 項に定める旧特定供給者に該当する場合で，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，48（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。	**9　損害賠償の免責についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕** 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第 4 条第 1 項に定める旧特定供給者に該当する場合で，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，49（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。
10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 (1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適用範囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (イ)　軽負荷期（毎年 4 月 1 日から 6 月 30 日，9 月 1 日から 10 月 31 日までの期間をいいます。）における毎日午前 8 時から午後 4 時までの時間 (ロ)　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1 月 2 日，1 月 3 日，12 月 30 日および 12 月 31 日の午前 8 時から午後 4 時までの時間 (ハ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出 (イ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。 (ロ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。 ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその 1 月の最大需要電力等は，その 1 月の最大需要電力等から	**10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置** (1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適用範囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (イ)　軽負荷期（毎年 4 月 1 日から 6 月 30 日，9 月 1 日から 10 月 31 日までの期間をいいます。）における毎日午前 8 時から午後 4 時までの時間 (ロ)　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1 月 2 日，1 月 3 日，12 月 30 日および 12 月 31 日の午前 8 時から午後 4 時までの時間 (ハ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出 (イ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。 (ロ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。 ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその 1 月の最大需要電力等は，その 1 月の最大需要電力等から

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(a)，(ロ)ｃ(a)，ハ(イ)ｃ(a)または(ロ)ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その1月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(a)，(ロ)ｃ(a)，ハ(イ)ｃ(a)または(ロ)ｃ(a)に準じて算定いたします。 ホ　その他 (イ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 (ロ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。 (2)　1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置 イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前8時から午後4時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の午前8時から午後4時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (イ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ロ)のピークシフト電力といたします。 (ロ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ハ)　1年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後1年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(a)，(ロ)ｃ(a)，ハ(イ)ｃ(a)または(ロ)ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その1月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(a)，(ロ)ｃ(a)，ハ(イ)ｃ(a)または(ロ)ｃ(a)に準じて算定いたします。 ホ　その他 (イ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 (ロ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。 (2)　1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置 イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前8時から午後4時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の午前8時から午後4時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (イ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ロ)のピークシフト電力といたします。 (ロ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ハ)　1年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後1年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(ニ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後 1 年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。	(ニ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後 1 年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。
ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，1 年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，1 年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
(イ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ロ)のピークシフト電力といたします。	(イ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ロ)のピークシフト電力といたします。
(ロ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	(ロ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
(ハ)　1 年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	(ハ)　1 年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
ハ　附則 3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則 3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロもしくはイ(ロ)またはロ(ロ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	ハ　附則 3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則 3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロまたはイ(ロ)もしくはロ(ロ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
11　再エネ海域利用法に係る特別措置 再エネ海域利用法第 8 条第 1 項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，9（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。	**11　再エネ海域利用法に係る特別措置** 再エネ海域利用法第 8 条第 1 項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，9（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
12　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 38（給電指令の実施等）(2)への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が令和 5 年 1 月 31 日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が令和 5 年 3 月 31 日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，25（給電指令時補給電力）(2)ニ，30（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。	12　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 39（給電指令の実施等）(2)への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が令和 5 年 1 月 31 日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が令和 5 年 3 月 31 日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，26（給電指令時補給電力）(2)ニ，31（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
13　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第1項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第2項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1)　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　4（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，1 接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。 ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて 1 需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。 (2)　契約の要件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，8（契約の要件）(3)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。	13　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第1項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第2項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1)　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　4（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，1 接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。 ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて 1 需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。 (2)　契約の要件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，8（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。	イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。
(ｲ)　需要抑制量（1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）	(ｲ)　需要抑制量（1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）
(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期	(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期
ロ　イによってえられた 100 キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。	ロ　イによってえられた 100 キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。
ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。	ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。
ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。	ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。
ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。	ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。
(3)　供給および契約の単位	(3)　供給および契約の単位
イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。	イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。
ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。	ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。
(4)　料　　金	(4)　料　　金
イ　発電量調整受電計画差対応電力	イ　発電量調整受電計画差対応電力
発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ)　適　用	(ｲ)　適　用
発電バランシンググループにおいて，38(給電指令の実施等)(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	発電バランシンググループにおいて，39(給電指令の実施等)(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応電力	(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応電力
a　発電量調整受電計画差対応補給電力	a　発電量調整受電計画差対応補給電力
(a)　適用範囲	(a)　適用範囲

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (a)　適用範囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (イ)　適　用 38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ロ)　接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a)　適用範囲 30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b)　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。	30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (a)　適用範囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (イ)　適　用 39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ロ)　接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a)　適用範囲 30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b)　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
（c） 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b 接続対象計画差対応余剰電力 （a） 適用範囲 30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 （b） 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 （c） 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (イ) 適 用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 （a） 適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 （b） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 （c） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 （a） 適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力	（c） 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b 接続対象計画差対応余剰電力 （a） 適用範囲 30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 （b） 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 （c） 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (イ) 適 用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 （a） 適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 （b） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 （c） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 （a） 適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
について，当社が購入する電気に適用いたします。	について，当社が購入する電気に適用いたします。
（b） 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金	（b） 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。
（c） 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価	（c） 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
ニ 給電指令時補給電力	ニ 給電指令時補給電力
発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(イ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金	(イ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金
a 適用範囲	a 適用範囲
38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。	39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。
b 給電指令時補給電力料金	b 給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は， c に定める30分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は， c に定める30分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。
c 給電指令時補給電力量	c 給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。
d 給電指令時補給電力料金単価	d 給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
(ロ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	(ロ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金
a 適用範囲	a 適用範囲
38（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。	39（給電指令の実施等）(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。
b 給電指令時補給電力料金	b 給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は， c に定める30分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は， c に定める30分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。
c 給電指令時補給電力量	c 給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。
d 給電指令時補給電力料金単価	d 給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定め	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定め

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
るノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	るノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
(5)　電力および電力量の算定	(5)　電力および電力量の算定
イ　発電量調整受電計画電力	イ　発電量調整受電計画電力
発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ　発電量調整受電計画電力量	ロ　発電量調整受電計画電力量
発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
ハ　接続対象計画電力	ハ　接続対象計画電力
接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ニ　接続対象計画電力量	ニ　接続対象計画電力量
接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。	接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力	ホ　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量	ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量
需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当	需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。	社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。
ト　ベースライン	ト　ベースライン
ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，1接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，1接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量
発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(イ)，(ロ)および(ハ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(イ)，(ロ)および(ハ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。
(イ)　30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。	(イ)　30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(ロ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。	(ロ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合	a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合
b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施したとき。	b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施したとき。
c　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定	c　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。	める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。
d　38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。	d　39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。
(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。	(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。
a　当社または配電事業者が 38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	a　当社または配電事業者が 39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合
38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合
38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
（a） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	（a） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
（b） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	（b） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
c 当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 （a） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	c 当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 （a） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
d 当社または配電事業者が 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	d 当社または配電事業者が 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
e　当社または配電事業者が 38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	e　当社または配電事業者が 39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

変更前（令和５年12月27日実施）	変更後（令和６年４月１日実施）
（c） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	（c） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
リ 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。	リ 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量
ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量	ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量
ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。	ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 $+\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ － ベースライン ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量 (6)　託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 $+\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ － ベースライン ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量 (6)　託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(7)　解　約　等 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）(1)ハ(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(3)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合 ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(7)　解　約　等 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）(1)ハ(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合 ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (イ)　発電量調整供給に係る料金は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 (ロ)　インバランスリスク料は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用して	(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (イ)　発電量調整供給に係る料金は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 (ロ)　インバランスリスク料は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用して

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
えられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。	えられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。
(ハ)　当社は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	(ハ)　当社は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
(ニ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。	(ニ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの，契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの，契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
(9)　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 38（給電指令の実施等）(2)への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，(4)ニ(ロ)d，(5)チおよび(5)リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。	(9)　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 39（給電指令の実施等）(2)への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，(4)ニ(ロ)d，(5)チおよび(5)リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
(10)　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	(10)　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
14　近接性評価割引額の算定についての特別措置 (1)　契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。 イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。 ロ　契約者が，附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)bの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則13（バランシ	

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
ングループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。 ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則 13〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ) a の当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ) b の当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。 (2)　契約者が，附則 13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ロ)および(ハ)の接続対象計画電力量は，附則 13（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ハ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。	
15　Ｎ－1 電制の実施についての特別措置 (1)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 13 条の 3 の 4 に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 (2)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第 3 条第 2 項または第 8 条第 1 項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および 30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。 (3)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 4 にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要し	14　Ｎ－1 電制の実施についての特別措置 (1)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 13 条の 3 の 4 に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 (2)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第 3 条第 2 項または第 8 条第 1 項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および 30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。 (3)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 4 にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要し

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
たであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	たであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。 15　系統連系受電サービス等についての特別措置 (1)　発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに 41（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。 なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび 41（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。 また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，1 月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。 イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (イ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 (ロ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 (ハ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 ロ　イ(イ)，(ロ)または(ハ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。 当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 4 条の 2 第 2 項第 9 号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。） なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (2)　(1)の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
	計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。 なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。 また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 (3)　発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が 10 キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が 10 キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　低圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を 2 倍した値が 10 未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で記録型計量器により計量された 30 分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が 10 キロワット未満のとき。 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。 ロ　低圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を 2 倍した値が 10 以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で記録型計量器により計量された 30 分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が 10 キロワット以上のとき。 (イ)　22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10 キロワットを同時最大受電電力とみなします。 (ロ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力が 10 キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。 a　41（契約超過金）(2)イ(イ)またはロ(イ)における契約超過受電電力の算定上，10 キロワットを同時最大受電電力とみなします。 b　41（契約超過金）(2)イ(ロ)またはロ(ロ)における契約超過受電電力の算定上，10 キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。 (4)　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適用範囲

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
	原則として，令和 6 年 3 月 31 日までに再生可能エネルギー特別措置法第 9 条第 4 項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第 7 条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。 ロ　系統連系受電サービス料金等 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。 なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。 (ｲ)　系統連系受電課金対象電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (ﾛ)　発電量調整受電電力量 a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則 4(発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕)(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。 b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづ

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
	き，算定いたします。 なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。 (ハ)　契約超過受電電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その 1 月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その 1 月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 (a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その 1 月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その 1 月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 (5)　揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。 イ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。 ロ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合 発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。 (6)　発電設備等に係る供給地点において電気最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。 イ　18（料金）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
	とみなします。 ロ　22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または 41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，次のとおりといたします。 (イ)　当社との電気の需給契約において，定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が 400 ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。 (ロ)　当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が 400 ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。 (ハ)　当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給契約における契約電流を接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流とみなし，当社との電気の需給契約における契約容量を接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量とみなし，当社との電気の需給契約における臨時電灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。 ハ　39（給電指令の実施等）(7)において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。 ニ　53（契約の廃止）(4)または 55（解約等）(5)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。 (7)　令和 6 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。 イ　近接性評価地域 次の地域を近接性評価地域といたします。

振興局	対象となる市町村
石狩振興局	石狩市，恵庭市，江別市，北広島市，札幌市，千歳市
渡島総合振興局	七飯町，函館市，北斗市
後志総合振興局	岩内町，小樽市，倶知安町，余市町
空知総合振興局	赤平市，岩見沢市，滝川市，南幌町，美唄市，妹背牛町
上川総合振興局	旭川市
オホーツク総合振興局	網走市，北見市
胆振総合振興局	登別市
十勝総合振興局	音更町，帯広市
釧路総合振興局	釧路市，釧路町
根室振興局	根室市

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
	ロ　受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2 およびＢ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2 およびＢ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。 ハ　受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。 **16　令和 7 年 3 月 31 日までの給電指令の実施等についての特別措置** この約款実施の日から令和 7 年 3 月 31 日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，39（給電指令の実施等）(9)または(10)にかかわらず，次のとおりといたします。 (1)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。 (イ)　割引の対象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。 (ロ)　割引率 1 月中の制限し，または中止した延べ日数 1 日ごとに 4 パーセントといたします。 (ハ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，1 日のうち延べ 1 時間以上制限し，または中止した日を 1 日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 (イ)　割引の対象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。 (ロ)　割引率

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
	1 月中の制限し，または中止した延べ時間数 1 時間ごとに 0.2 パーセントといたします。 (ハ)　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，1 回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，1 時間未満の端数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 a　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ H′ ＝　修正時間（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間 D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A-B}{A}$ H′ ＝　修正時間 H　＝　制限時間 A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量 B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。 (2)　(1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に 3 日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1 月につき 1 日を限って計算に入れません。この場合の 1 月につき 1 日とは，1 暦月の 1 暦日における 1 回の工事による制限または中止の時間といたします。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に 3 日前までにお知らせしたことをもって契約者に 3 日前までにお知らせしたものとみなします。 (3)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。 **17　料金についての切替措置** 令和 6 年 4 月 1 日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。 なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における令和 6 年 4 月 1 日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

別　　表

1　契約設備電力の算定

(1)　契約設備電力は，原則として，電流を制限する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。

イ　電流を制限する計量器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{制限される電流（アンペア）} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{電流制限器の定格電流（アンペア）} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ハ　主開閉器による場合

別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(2)　(1)によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

(1)　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

近接性評価地域
赤平市，旭川市，網走市，石狩市，岩内町，岩見沢市，恵庭市，江別市，小樽市，音更町，帯広市，北広島市，北見市，釧路市，釧路町，倶知安町，札幌市，滝川市，千歳市，七飯町，南幌町，根室市，登別市，函館市，美唄市，北斗市，妹背牛町，余市町

なお，平成 28 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価対象地域に含めるものといたします。

別　　表

1　契約設備電力の算定

(1)　契約設備電力は，原則として，電流を制限する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。

イ　電流を制限する計量器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{制限される電流（アンペア）} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{電流制限器の定格電流（アンペア）} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ハ　主開閉器による場合

別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(2)　(1)によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

2　系統設備効率化割引の対象変電所等

(1)　系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割引区分	振興局	割引対象変電所等
A－1	渡島総合振興局	大野変電所，北七飯変電所，北斗変換所
A－2	石狩振興局	恵庭変電所，北江別変電所，篠路変電所，苗穂変電所，西札幌変電所，西当別変電所，西野変電所，南九条変電所，南札幌変電所
	渡島総合振興局	上八雲開閉所，知内開閉所

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

旧近接性評価地域
上川総合振興局，留萌振興局，宗谷総合振興局，オホーツク総合振興局，十勝総合振興局，釧路総合振興局，根室振興局の所管区域（ただし，近接性評価地域を除きます。）

また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

(2)　近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合	61 銭
	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえ 100,000 ボルト以下の場合	43 銭
	受電電圧が標準電圧 100,000 ボルトをこえる場合	22 銭

ただし，平成 28 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧 100,000 ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

ロ　近接性評価割引電力量

(ｲ)　近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を 30 分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

ａ　発電バランシンググループごとの電力量は，30 分ごとに次の算式により算定いたします。

当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量 ×（当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値 ／ 当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値）

ｂ　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上，その 30 分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値 ×（当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量 ／ 当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量）

(ﾛ)　契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

割引区分	振興局	割引対象変電所等
Ａ－3	後志総合振興局	西小樽変電所，西双葉開閉所，双葉開閉所
	空知総合振興局	西滝川変電所，西奈井江開閉所
	上川総合振興局	旭川嵐山開閉所，旭川変電所，西旭川変電所
	胆振総合振興局	追分開閉所，苫小牧変電所，苫東厚真発電所，西伊達変電所，西室蘭開閉所，南早来変電所，室蘭変電所
Ｂ－1	石狩振興局	厚別変電所，大通変電所，大谷地変電所，北口変電所，北郷変電所，北三条変電所，札幌中央変電所，白石変電所，新琴似変電所，薄野変電所，桑園変電所，月寒変電所，豊平変電所，苗穂変電所，東美園変電所，幌北変電所，本町変電所，円山変電所，美香保変電所，美園変電所，南九条変電所，南札幌変電所，南三条変電所，元町変電所，元村変電所，山鼻変電所
	上川総合振興局	秋月変電所，旭川中央変電所，栄町変電所，新星変電所，近文変電所，忠和変電所
Ｂ－2	石狩振興局	美しが丘変電所，大麻変電所，上江別変電所，川沿変電所，恵南変電所，琴似変電所，尻苗変電所，澄川変電所，樽川変電所，千歳変電所，手稲変電所，砥山変電所，屯田変電所，西岡変電所，錦橋変電所，西札幌変電所，西野三条変電所，二十四軒変電所，野幌変電所，浜益変電所，平岡変電所，藤野変電所，前田変電所，真駒内変電所，宮の沢変電所，藻岩変電所，山の手変電所
	渡島総合振興局	相沼内変電所，石川変電所，磯谷川第二変電所，落部変電所，柏木変電所，鹿部変電所，東雲変電所，清水川変電所，末広変電所，中の橋変電所，七重浜変電所，函館変電所，東山変電所，福島変電所，八雲変電所，湯川変電所
	檜山振興局	厚沢部変電所，今金変電所，ピリカ変電所
	後志総合振興局	色内変電所，岩内変電所，小樽変電所，茅沼変電所，寒別変電所，倶知安変電所，国富変電所，昆布変電所，新光変電所，銭函変電所，富岡変電所，ニセコ変電所，比羅夫変電所，古平変電所，山田変電所，蘭越変電所，留産変電所

<table>
<tr>
<th>変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）</th>
<th>変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）</th>
</tr>
<tr>
<td>

(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象計画電力量 / 契約者が調達する電力量

(ﾊ)　接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象電力量 / 接続対象計画電力量

ハ　近接性評価割引額

近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに 30 分ごとの近接性評価割引電力量のその 1 月（毎月 1 日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

</td>
<td>

割引区分	振興局	割引対象変電所等
B－2	空知総合振興局	芦別変電所，岩見沢変電所，北村変電所，新十津川変電所，砂川変電所，滝川変電所，多度志変電所，奈井江変電所，西滝川変電所，二の坂変電所，沼田変電所，東岩見沢変電所，美唄変電所，深川変電所，南大夕張変電所，南清水沢変電所，南町変電所，美流渡変電所，茂尻変電所，妹背牛変電所，文珠変電所，夕張変電所，由仁変電所
	上川総合振興局	旭川変電所，安足間変電所，雨竜変電所，江卸変電所，金山変電所，上士別変電所，上富良野変電所，神居変電所，北の峰変電所，剣淵変電所，咲来変電所，三条変電所，鹿越変電所，士別変電所，占冠変電所，新旭川変電所，東光変電所，中川変電所，永山変電所，七条変電所，名寄変電所，美瑛変電所，東川変電所，富良野変電所，幌加内変電所，山部変電所
	留萌振興局	天塩変電所，羽幌変電所，増毛変電所，留萌変電所
	宗谷総合振興局	歌登変電所，枝幸変電所，声問変電所，猿払変電所，小頓別変電所，豊富変電所，浜頓別変電所，幌延変電所，曲渕変電所，稚内西変電所，稚内変電所
	オホーツク総合振興局	宇登呂変電所，興部変電所，北見変電所，清見変電所，潮見変電所，田端変電所
	胆振総合振興局	明野変電所，大岸変電所，祝津変電所，壮瞥変電所，伊達変電所，洞爺変電所，苫小牧中央変電所，苫小牧変電所，登別青葉変電所，東町変電所，幌別変電所，御崎変電所，緑町変電所，室蘭中央変電所，室蘭変電所，鷲別変電所
	日高振興局	厚賀変電所，浦河変電所，静内変電所，東静内変電所，平取変電所，三石変電所
	十勝総合振興局	帯広中央変電所，帯広変電所，広陽変電所，新得変電所，南郷変電所，西帯広変電所
	釧路総合振興局	愛国変電所，橋北変電所，釧路中央変電所，釧路変電所，湖畔変電所，星が浦変電所
	根室振興局	峰浜変電所，羅臼変電所

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として令和 10 年 4 月 1 日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として 5 年ごとに見直しを行なうものといたします。

(2)　系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ　(1)の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系

</td>
</tr>
</table>

<table>
<tr><th>変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）</th></tr>
<tr><td></td><td>変電所等により適用いたします。
なお，連系変電所等については，原則として令和 10 年 4 月 1 日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として 5 年ごとに見直しを行なうものといたします。
また，令和 6 年 3 月 31 日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。
ロ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。
ハ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，(1)の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。
ニ　令和 6 年 4 月 1 日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間 1 回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。
<table>
<tr><th>見直し前の割引区分</th><th>見直し後の割引区分</th><th>適用される割引区分</th></tr>
<tr><td>Ａ－1</td><td>Ａ－1，Ａ－2，Ａ－3 または割引対象外</td><td>Ａ－1</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Ａ－2</td><td>Ａ－1</td><td>Ａ－1</td></tr>
<tr><td>Ａ－2，Ａ－3 または割引対象外</td><td>Ａ－2</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Ａ－3</td><td>Ａ－1</td><td>Ａ－1</td></tr>
<tr><td>Ａ－2</td><td>Ａ－2</td></tr>
<tr><td>Ａ－3 または割引対象外</td><td>Ａ－3</td></tr>
<tr><td>Ｂ－1</td><td>Ｂ－1，Ｂ－2 または割引対象外</td><td>Ｂ－1</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Ｂ－2</td><td>Ｂ－1</td><td>Ｂ－1</td></tr>
<tr><td>Ｂ－2 または割引対象外</td><td>Ｂ－2</td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>3　契約電力および契約容量の算定方法
19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ) b もしくは(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ｲ) b (b)もしくは(ﾛ) b の場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100 パーセントといたします。）を乗じます。
(1)　供給電気方式および供給電圧が交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合</td><td>3　契約電力および契約容量の算定方法
19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ) b もしくは(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ｲ) b (b)もしくは(ﾛ) b の場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100 パーセントといたします。）を乗じます。
(1)　供給電気方式および供給電圧が交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合</td></tr>
</table>

変更前（令和5年12月27日実施）

契約主開閉器の定格電流（アンペア）× 電圧（ボルト）× $\frac{1}{1,000}$

なお，交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

(2)　供給電気方式および供給電圧が交流3相3線式標準電圧200ボルトの場合

契約主開閉器の定格電流（アンペア）× 電圧（ボルト）× 1.732 × $\frac{1}{1,000}$

4　負荷設備の入力換算容量

(1)　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換算容量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）× 150パーセント	管灯の定格消費電力（ワット）× 125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）× 200パーセント	

ロ　ネオン管灯

2次電圧（ボルト）	換算容量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

変更後（令和6年4月1日実施）

契約主開閉器の定格電流（アンペア）× 電圧（ボルト）× $\frac{1}{1,000}$

なお，交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

(2)　供給電気方式および供給電圧が交流3相3線式標準電圧200ボルトの場合

契約主開閉器の定格電流（アンペア）× 電圧（ボルト）× 1.732 × $\frac{1}{1,000}$

4　負荷設備の入力換算容量

(1)　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換算容量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）× 150パーセント	管灯の定格消費電力（ワット）× 125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）× 200パーセント	

ロ　ネオン管灯

2次電圧（ボルト）	換算容量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

変更前（令和5年12月27日実施）

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

ニ　水銀灯

出　力（ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60以下	80	170	70
80以下	100	190	90
100以下	150	200	130
125以下	160	290	145
200以下	250	400	230
250以下	300	500	270
300以下	350	550	325
400以下	500	750	435
700以下	800	1,200	735
1,000以下	1,200	1,750	1,005

変更後（令和6年4月1日実施）

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

ニ　水銀灯

出　力（ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60以下	80	170	70
80以下	100	190	90
100以下	150	200	130
125以下	160	290	145
200以下	250	400	230
250以下	300	500	270
300以下	350	550	325
400以下	500	750	435
700以下	800	1,200	735
1,000以下	1,200	1,750	1,005

変更前（令和5年12月27日実施）

(2)　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(イ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ロ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ワット）	換算容量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35以下	—	160	出力（ワット）×133.0パーセント
45以下	—	180	
65以下	—	230	
100以下	250	350	
200以下	400	550	
400以下	600	850	
550以下	900	1,200	
750以下	1,000	1,400	

ロ　3相誘導電動機

換算容量（入力〔キロワット〕）
出　力（馬　力）×　93.3パーセント
出　力（キロワット）×　125.0パーセント

変更後（令和6年4月1日実施）

(2)　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(イ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ロ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ワット）	換算容量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35以下	—	160	出力（ワット）×133.0パーセント
45以下	—	180	
65以下	—	230	
100以下	250	350	
200以下	400	550	
400以下	600	850	
550以下	900	1,200	
750以下	1,000	1,400	

ロ　3相誘導電動機

換算容量（入力〔キロワット〕）
出　力（馬　力）×　93.3パーセント
出　力（キロワット）×　125.0パーセント

変更前（令和5年12月27日実施）

(3)　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が2以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量(入力)（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格1次最大入力(キロボルトアンペア)の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過　30ミリアンペア以下	1.5
		30ミリアンペア超過　50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過　100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過　200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下	7.5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	10
	95キロボルトピーク超過100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	13.5
	100キロボルトピーク超過	500ミリアンペア以下	9.5
	125キロボルトピーク以下	500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過	500ミリアンペア以下	11
	150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量　0.75マイクロファラッド以下		1
	0.75マイクロファラッド超過1.5マイクロファラッド以下		2
	1.5　マイクロファラッド超過　3マイクロファラッド以下		3

(4)　電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

変更後（令和6年4月1日実施）

(3)　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が2以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量(入力)（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格1次最大入力(キロボルトアンペア)の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過　30ミリアンペア以下	1.5
		30ミリアンペア超過　50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過　100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過　200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下	7.5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	10
	95キロボルトピーク超過100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	13.5
	100キロボルトピーク超過	500ミリアンペア以下	9.5
	125キロボルトピーク以下	500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過	500ミリアンペア以下	11
	150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量　0.75マイクロファラッド以下		1
	0.75マイクロファラッド超過1.5マイクロファラッド以下		2
	1.5　マイクロファラッド超過　3マイクロファラッド以下		3

(4)　電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
入力（キロワット）＝ 最大定格1次入力（キロボルトアンペア）× 70パーセント ロ　イ以外の場合 入力（キロワット）＝ 実測した1次入力（キロボルトアンペア）× 70パーセント (5)　そ　の　他 イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。 ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて1契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。 ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。 **5　離島ユニバーサルサービス調整** (1)　離島ユニバーサルサービス調整額の算定 イ　離島平均燃料価格 原油換算値1キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。 なお，離島平均燃料価格は，100円単位とし，100円未満の端数は，10円の位で四捨五入いたします。 離島平均燃料価格 ＝ A × α A＝各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格 α＝1.0000 なお，各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格の単位は，1円とし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。 ロ　離島基準燃料価格 原油換算値1キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300円といたします。 ハ　離島調整上限燃料価格 原油換算値1キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000円といたします。 ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価 離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。 なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，1銭とし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。 (イ)　1キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合 離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝（離島基準燃料価格－離島平均燃料価格）×$\frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$	入力（キロワット）＝ 最大定格1次入力（キロボルトアンペア）× 70パーセント ロ　イ以外の場合 入力（キロワット）＝ 実測した1次入力（キロボルトアンペア）× 70パーセント (5)　そ　の　他 イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。 ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて1契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。 ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。 **5　離島ユニバーサルサービス調整** (1)　離島ユニバーサルサービス調整額の算定 イ　離島平均燃料価格 原油換算値1キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。 なお，離島平均燃料価格は，100円単位とし，100円未満の端数は，10円の位で四捨五入いたします。 離島平均燃料価格 ＝ A × α A＝各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格 α＝1.0000 なお，各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格の単位は，1円とし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。 ロ　離島基準燃料価格 原油換算値1キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300円といたします。 ハ　離島調整上限燃料価格 原油換算値1キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000円といたします。 ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価 離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。 なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，1銭とし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。 (イ)　1キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合 離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝（離島基準燃料価格－離島平均燃料価格）×$\frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$

変更前（令和５年12月27日実施）	変更後（令和６年４月１日実施）
(ﾛ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合 離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝（離島平均燃料価格－離島基準燃料価格）×$\frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$	(ﾛ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合 離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝（離島平均燃料価格－離島基準燃料価格）×$\frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$
(ﾊ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合 離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。 離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝（離島調整上限燃料価格－離島基準燃料価格）×$\frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$	(ﾊ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合 離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。 離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝（離島調整上限燃料価格－離島基準燃料価格）×$\frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$
ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用 各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に係る電気に適用いたします。 (ｲ)　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。	ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用 各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に係る電気に適用いたします。 (ｲ)　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年1月1日から3月31日までの期間	その年の5月の検針日から6月の検針日の前日までの期間
毎年2月1日から4月30日までの期間	その年の6月の検針日から7月の検針日の前日までの期間
毎年3月1日から5月31日までの期間	その年の7月の検針日から8月の検針日の前日までの期間
毎年4月1日から6月30日までの期間	その年の8月の検針日から9月の検針日の前日までの期間
毎年5月1日から7月31日までの期間	その年の9月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年6月1日から8月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年7月1日から9月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年8月1日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の1月の検針日の前日までの期間
毎年9月1日から11月30日までの期間	翌年の1月の検針日から2月の検針日の前日までの期間
毎年10月1日から12月31日までの期間	翌年の2月の検針日から3月の検針日の前日までの期間
毎年11月1日から翌年の1月31日までの期間	翌年の3月の検針日から4月の検針日の前日までの期間
毎年12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の2月29日までの期間）	翌年の4月の検針日から5月の検針日の前日までの期間

(ﾛ)　記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ﾊ)　定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(ｲ)にいう検針日は，応当日といた

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年1月1日から3月31日までの期間	その年の5月の検針日から6月の検針日の前日までの期間
毎年2月1日から4月30日までの期間	その年の6月の検針日から7月の検針日の前日までの期間
毎年3月1日から5月31日までの期間	その年の7月の検針日から8月の検針日の前日までの期間
毎年4月1日から6月30日までの期間	その年の8月の検針日から9月の検針日の前日までの期間
毎年5月1日から7月31日までの期間	その年の9月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年6月1日から8月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年7月1日から9月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年8月1日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の1月の検針日の前日までの期間
毎年9月1日から11月30日までの期間	翌年の1月の検針日から2月の検針日の前日までの期間
毎年10月1日から12月31日までの期間	翌年の2月の検針日から3月の検針日の前日までの期間
毎年11月1日から翌年の1月31日までの期間	翌年の3月の検針日から4月の検針日の前日までの期間
毎年12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の2月29日までの期間）	翌年の4月の検針日から5月の検針日の前日までの期間

(ﾛ)　記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ﾊ)　定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(ｲ)にいう検針日は，応当日といた

<table>
<tr><th>変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）</th></tr>
<tr><td>
します。
(ニ)　検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(イ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。
ヘ　離島ユニバーサルサービス調整額
(イ)　定額制供給の場合
a　電灯定額接続送電サービス
離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。
b　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス
離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。
(ロ)　従量制供給の場合
離島ユニバーサルサービス調整額は，その 1 月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。
(2)　離島基準単価
離島基準単価は，離島平均燃料価格が 1,000 円変動した場合の値といたします。
イ　定額制供給の場合
(イ)　電灯定額接続送電サービス
離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。
</td><td>
します。
(ニ)　検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(イ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。
ヘ　離島ユニバーサルサービス調整額
(イ)　定額制供給の場合
a　電灯定額接続送電サービス
離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。
b　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス
離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。
(ロ)　従量制供給の場合
離島ユニバーサルサービス調整額は，その 1 月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。
(2)　離島基準単価
離島基準単価は，離島平均燃料価格が 1,000 円変動した場合の値といたします。
イ　定額制供給の場合
(イ)　電灯定額接続送電サービス
離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。
</td></tr>
<tr><td>
<table>
<tr><td rowspan="6">電灯</td><td>10 ワットまでの 1 灯につき</td><td>4 厘</td></tr>
<tr><td>10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき</td><td>9 厘</td></tr>
<tr><td>20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき</td><td>1 銭 8 厘</td></tr>
<tr><td>40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき</td><td>2 銭 5 厘</td></tr>
<tr><td>60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき</td><td>4 銭 3 厘</td></tr>
<tr><td>100 ワットをこえる 1 灯につき 50 ワットまでごとに</td><td>2 銭 1 厘</td></tr>
<tr><td rowspan="3">小型機器</td><td>50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき</td><td>1 銭 3 厘</td></tr>
<tr><td>50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき</td><td>2 銭 5 厘</td></tr>
<tr><td>100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 50 ボルトアンペアまでごとに</td><td>1 銭 3 厘</td></tr>
</table>
</td><td>
<table>
<tr><td rowspan="6">電灯</td><td>10 ワットまでの 1 灯につき</td><td>4 厘</td></tr>
<tr><td>10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき</td><td>9 厘</td></tr>
<tr><td>20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき</td><td>1 銭 8 厘</td></tr>
<tr><td>40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき</td><td>2 銭 5 厘</td></tr>
<tr><td>60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき</td><td>4 銭 3 厘</td></tr>
<tr><td>100 ワットをこえる 1 灯につき 50 ワットまでごとに</td><td>2 銭 1 厘</td></tr>
<tr><td rowspan="3">小型機器</td><td>50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき</td><td>1 銭 3 厘</td></tr>
<tr><td>50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき</td><td>2 銭 5 厘</td></tr>
<tr><td>100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 50 ボルトアンペアまでごとに</td><td>1 銭 3 厘</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>
(ロ)　電灯臨時定額接続送電サービス
離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，1 日につき次のとおりといたします。
</td><td>
(ロ)　電灯臨時定額接続送電サービス
離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，1 日につき次のとおりといたします。
</td></tr>
</table>

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	0厘
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	1厘
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	1厘
総容量が500ボルトアンペアをこえ1キロボルトアンペアまでの場合	7厘
総容量が1キロボルトアンペアをこえ3キロボルトアンペアまでの場合1キロボルトアンペアまでごとに	7厘

(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき	8厘

ロ　従量制供給の場合

離島基準単価は，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	1厘

(3)　離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を，インターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

6　平均力率の算定

(1)　平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2+(\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

(2)　有効電力量および無効電力量の計量については，29（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	0厘
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	1厘
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	1厘
総容量が500ボルトアンペアをこえ1キロボルトアンペアまでの場合	7厘
総容量が1キロボルトアンペアをこえ3キロボルトアンペアまでの場合1キロボルトアンペアまでごとに	7厘

(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき	8厘

ロ　従量制供給の場合

離島基準単価は，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	1厘

(3)　離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を，インターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

6　平均力率の算定

(1)　平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2+(\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

(2)　有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
7　契約負荷設備の総容量の算定	**7　契約負荷設備の総容量の算定**
(1)　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。	(1)　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。
イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合 差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。	イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合 差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。
ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合 電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。	ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合 電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。
(ｲ)　住宅，アパート，寮，病院，学校，寺院およびこれに準ずるもの。 1 差込口につき　50 ボルトアンペア	(ｲ)　住宅，アパート，寮，病院，学校，寺院およびこれに準ずるもの。 1 差込口につき　50 ボルトアンペア
(ﾛ)　(ｲ)以外の場合 1 差込口につき　100 ボルトアンペア	(ﾛ)　(ｲ)以外の場合 1 差込口につき　100 ボルトアンペア
(2)　契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の 1 回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。	(2)　契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の 1 回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。
8　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い	**8　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い**
(1)　発電量調整受電計画電力量の取扱い 発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。 ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。	(1)　発電量調整受電計画電力量の取扱い 発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。 ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。
イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）	イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）
ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）	ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）
なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。	なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。
この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30 分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。	この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30 分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
発電バランシンググループごとの発電計画 ＝ みなし発電計画の値 × 当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値 / 当日計画の通知の期限における発電計画の値	発電バランシンググループごとの発電計画 ＝ みなし発電計画の値 × 当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値 / 当日計画の通知の期限における発電計画の値
(2)　接続対象計画電力量の取扱い 接続対象計画電力量は，原則として，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。 ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。	(2)　接続対象計画電力量の取扱い 接続対象計画電力量は，原則として，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。 ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。
(3)　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 (イ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） (ロ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(イ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(イ)または(ロ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制	(3)　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 (イ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） (ロ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(イ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(イ)または(ロ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの 30（電力および電力量の算定）(14)イ(ロ)および(ハ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30 分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画 ＝ みなし需要抑制計画の値 × 当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値 ／ 当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値 (イ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値 (ロ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた値	計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの 31（電力および電力量の算定）(14)イ(ロ)および(ハ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30 分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画 ＝ みなし需要抑制計画の値 × 当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値 ／ 当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値 (イ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値 (ロ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた値
9 電力量の協定 電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。 (1) 定額制供給の場合の接続供給電力量 イ 接続供給電力量の算定式 その 1 月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。	**9 電力量の協定** 電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。 (1) 定額制供給の場合の接続供給電力量 イ 接続供給電力量の算定式 その 1 月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはヘの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

変更前（令和5年12月27日実施）

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの1灯につき	10 ワット×ロに定める月別使用時間
		10 ワットをこえ 20 ワットまでの1灯につき	20 ワット×ロに定める月別使用時間
		20 ワットをこえ 40 ワットまでの1灯につき	40 ワット×ロに定める月別使用時間
		40 ワットをこえ 60 ワットまでの1灯につき	60 ワット×ロに定める月別使用時間
		60 ワットをこえ 100 ワットまでの1灯につき	100 ワット×ロに定める月別使用時間
		100 ワットをこえる 1 灯につき 50 ワットまでごとに	50 ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備1機器につき		20 キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40 キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200 時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における3月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2)　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(イ)　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ロ)　前3月間の接続供給電力量による場合

変更後（令和6年4月1日実施）

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの1灯につき	10 ワット×ロに定める月別使用時間
		10 ワットをこえ 20 ワットまでの1灯につき	20 ワット×ロに定める月別使用時間
		20 ワットをこえ 40 ワットまでの1灯につき	40 ワット×ロに定める月別使用時間
		40 ワットをこえ 60 ワットまでの1灯につき	60 ワット×ロに定める月別使用時間
		60 ワットをこえ 100 ワットまでの1灯につき	100 ワット×ロに定める月別使用時間
		100 ワットをこえる 1 灯につき 50 ワットまでごとに	50 ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備1機器につき		20 キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40 キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200 時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における3月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2)　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(イ)　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ロ)　前3月間の接続供給電力量による場合

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
$\frac{\text{前 3 月間の接続供給電力量}}{\text{前 3 月間の料金の算定期間の日数}}$ × 協定期間の日数 ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合 使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。 ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が 10 日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。 $\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}}$ × 協定期間の日数 ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお，この場合の計量器の取付けは，62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。 ホ　公差をこえる誤差により修正する場合 $\frac{\text{計量電力量}}{\text{100 パーセント ＋（±誤差率）}}$ なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。 (イ)　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月 (ロ)　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月 (3)　(1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の 30 分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 (4)　発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。	$\frac{\text{前 3 月間の接続供給電力量}}{\text{前 3 月間の料金の算定期間の日数}}$ × 協定期間の日数 ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合 使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。 ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が 10 日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。 $\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}}$ × 協定期間の日数 ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお，この場合の計量器の取付けは，63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。 ホ　公差をこえる誤差により修正する場合 $\frac{\text{計量電力量}}{\text{100 パーセント ＋（±誤差率）}}$ なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。 (イ)　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月 (ロ)　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月 (3)　(1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の 30 分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 (4)　発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><th colspan="2">対　象　期　間</th><th>年間計画
（第 1 年度，
第 2 年度）</th><th>月間計画
（翌月，翌々月）</th><th>週間計画
（翌週，翌々週）</th><th>翌日計画</th><th>当日計画</th></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月 1 日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">—</td></tr>
</table>

（注 1）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。

（注 3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注 4）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><th colspan="2">対象期間</th><th>年間計画
（第1年度，
第 2 年度）</th><th>月間計画
（翌月，翌々月）</th><th>週間計画
（翌週，翌々週）</th><th>翌々日計画</th><th>翌日計画</th><th>当日計画</th></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月 1 日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">—</td></tr>
</table>

（注 1）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。

（注 3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注 4）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><th colspan="2">対 象 期 間</th><th>年間計画
(第 1 年度，
第 2 年度)</th><th>月間計画
(翌月，翌々月)</th><th>週間計画
(翌週，翌々週)</th><th>翌日計画</th><th>当日計画</th></tr>
<tr><td colspan="2">通 知 の 期 限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月 1 日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>原則として
30 分ごとの
実需給の開始
時刻の 1 時間
前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通
知
の
内
容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>発電設備等の停止計画</td><td colspan="3">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>—</td><td colspan="2">—</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">—</td><td colspan="2" rowspan="2">—</td><td colspan="2">計画外作業</td></tr>
<tr><td colspan="2">計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注 1）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。
（注 3）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注 4）計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。
（注 5）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注 6）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><th colspan="2">対象期間</th><th>年間計画
(第1年度，
第 2 年度)</th><th>月間計画
(翌月，翌々月)</th><th>週間計画
(翌週，翌々週)</th><th>翌々日計画</th><th>翌日計画</th><th>当日計画</th></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月 1 日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>30 分ごとの
実需給の
開始時刻の
1 時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通
知
の
内
容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>発電設備等の停止計画</td><td colspan="3">作業の開始日時，作業の了日時，停止内容，その必要な項目</td><td>—</td><td>—</td><td colspan="2">—</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">—</td><td colspan="2" rowspan="2">—</td><td colspan="3">計画外作業</td></tr>
<tr><td colspan="3">計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注 1）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。
（注 3）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注 4）計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。
（注 5）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注 6）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，　次のとおりといたします。

対　象　期　間		年間計画 (第 1 年度， 第 2 年度)	月間計画 (翌月，翌々月)	週間計画 (翌週，翌々週)	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月 1 日	毎週水曜日 午前 10 時	毎日 午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	—	30 分ごとの値

（注　1）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。
（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。
（注 3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注 4）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，　次のとおりといたします。

対象期間		年間計画 (第 1 年度， 第 2 年度)	月間計画 (翌月，翌々月)	週間計画 (翌週，翌々週)	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月 1 日	毎週水曜日 午前 10 時	毎日 午前 10 時	毎日 午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	二	—	30 分ごとの値

（注　1）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。
（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。
（注 3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注 4）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

変更前（令和5年12月27日実施）

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1)　照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧（ボルト）	管灯の定格消費電力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
100	10	4.5
	15	5.5
	20	9
	30	11
	40	17
	60	21
	80	30
	100	36
200	40	4.5
	60	5.5
	80	7
	100	9

ロ　ネオン管灯（1次電圧100ボルトの場合といたします。）

変圧器2次電圧（ボルト）	変圧器容量（ボルトアンペア）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
3,000	80	30
6,000	100	50
9,000	200	75
12,000	300	100
15,000	350	150

変更後（令和6年4月1日実施）

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1)　照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧（ボルト）	管灯の定格消費電力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
100	10	4.5
	15	5.5
	20	9
	30	11
	40	17
	60	21
	80	30
	100	36
200	40	4.5
	60	5.5
	80	7
	100	9

ロ　ネオン管灯（1次電圧100ボルトの場合といたします。）

変圧器2次電圧（ボルト）	変圧器容量（ボルトアンペア）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
3,000	80	30
6,000	100	50
9,000	200	75
12,000	300	100
15,000	350	150

変更前（令和5年12月27日実施）

ハ　水銀灯

出　　力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100ボルト	200ボルト
50以下	30	7
100以下	50	9
250以下	75	15
300以下	100	20
400以下	150	30
700以下	250	50
1,000以下	300	75

(2)　誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(イ)　単相誘導電動機

電動機定格出力	馬　　力	1／8	1／4	1／2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	使用電圧100ボルト	50	75	75	100
	使用電圧200ボルト	20	20	30	40

(ロ)　3相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬　力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	2極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
	4極	－	－	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
	6極	－	－	50	100	100	150	300	300	500	500	700	800	1,200	1,300

変更後（令和6年4月1日実施）

ハ　水銀灯

出　　力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100ボルト	200ボルト
50以下	30	7
100以下	50	9
250以下	75	15
300以下	100	20
400以下	150	30
700以下	250	50
1,000以下	300	75

(2)　誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(イ)　単相誘導電動機

電動機定格出力	馬　　力	1／8	1／4	1／2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	使用電圧100ボルト	50	75	75	100
	使用電圧200ボルト	20	20	30	40

(ロ)　3相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬　力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	2極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
	4極	－	－	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
	6極	－	－	50	100	100	150	300	300	500	500	700	800	1,200	1,300

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）

b　その他の電動機

電動機	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
定格出力	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）		15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって2以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3)　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力（キロボルトアンペア）	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(4)　そ　の　他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14　標準設計基準

(1)　適　　用

イ　この標準設計基準は，Ⅷ（工事費の負担）に規定する工事費の算定に適用いたします。

なお，この標準設計基準に定めのない場合は，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にもとづき，技術上，経済上適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

ロ　この標準設計基準によりがたい場合で特別な施設を要するときは，イにかかわらず技術的に適当と認められる設計によるものとし，その設計を標準設計といたします。

(2)　高圧または低圧電線路

イ　一般基準

b　その他の電動機

電動機	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
定格出力	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）		15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって2以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3)　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力（キロボルトアンペア）	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(4)　そ　の　他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14　標準設計基準

(1)　適　　用

イ　この標準設計基準は，Ⅷ（工事費の負担）に規定する工事費の算定に適用いたします。

なお，この標準設計基準に定めのない場合は，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にもとづき，技術上，経済上適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

ロ　この標準設計基準によりがたい場合で特別な施設を要するときは，イにかかわらず技術的に適当と認められる設計によるものとし，その設計を標準設計といたします。

(2)　高圧または低圧電線路

イ　一般基準

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
(イ)　電圧降下の限度 高圧または低圧電線路における電圧降下の限度は，次の値を標準といたします。この場合の電線路とは，受電地点または供給地点から当社の発変電所の引出口に設置する断路器または供給用変圧器の負荷側接続点に至るまでの電線路といたします。	(イ)　電圧降下の限度 高圧または低圧電線路における電圧降下の限度は，次の値を標準といたします。この場合の電線路とは，受電地点または供給地点から当社の発変電所の引出口に設置する断路器または供給用変圧器の負荷側接続点に至るまでの電線路といたします。

区域＼公称電圧	高圧（ボルト）	低圧（ボルト）	
	6,600	100	200
市街地	300	6	20
その他	600		

ただし，既設電線路を利用する場合または他の需要と同時に供給設備を施設する場合は，他の需要の電圧降下および法令で定められた電圧維持基準等を考慮して施設いたします。

(ロ)　経過地

高圧または低圧電線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ハ)　電線路の種類

高圧または低圧電線路の種類は，次の場合を除き，架空電線路を標準といたします。

a　架空電線路の施設が法令上認められない場合

b　技術上，経済上または地域的な事情により架空電線路とすることが不適当と認められる場合

c　既設電線路との関連において架空電線路とすることが不適当と認められる場合

ロ　架空電線路

(イ)　電線路の施設

a　高圧または低圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替または負荷分割等のうち，電線路の保守および保安に支障のない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。

b　高圧または低圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として1回線といたします。

(ロ)　支持物の種類

高圧または低圧架空電線路の支持物は，鉄筋コンクリート柱を標準といたします。ただし，山間部で運搬が困難な場合等，地形上，技術上，経済上または地域的な事情により鉄筋コンクリート柱を使用することが不適当と認められるときには，木柱等他の支持物を使用いたします。

(ハ)　径　　間

高圧または低圧架空電線路の径間は，次の値を標準といたします。ただし，周囲の状況や風圧荷重等の条件により，この径間以外の場合もあります。

施設地域	径　間（メートル）
市街地	20　～　40
その他	30　～　60

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

(ニ)　支持物の長さ

高圧または低圧架空電線路の支持物の長さは，法令で定められた電線の地表上等からの高さを確保するため，施設する電線の条数や施設方法および他の工作物との離隔等を考慮し，次の値を標準といたします。ただし，根入れ，他の工作物との離隔，装柱，積雪等の関係からこの長さ以外のものを使用する場合があります。

装柱 / 施設地域	低圧（メートル）	高圧（メートル）	高低圧併架（メートル）
市街地	10　12	13　15	13　15
その他	10　12	13　15	13　15

(ホ)　がいし

高圧または低圧架空電線路を支持するためのがいしは，使用電圧に耐える絶縁性能を有し，かつ，電線の張力や風圧荷重等による機械的応力にも耐える構造のものとし，次のものを標準といたします。

電圧 / 使用箇所		引通箇所	引留箇所
低圧	本線	がいしレスラック	
	引込線	ＤＶグリップ	
高圧		高圧ピンがいし	高圧耐張がいし ポリマーがいし

(ヘ)　装　柱

a　高圧または低圧架空電線路の装柱は，複雑にならないように考慮し，高圧線については水平または縦配線，低圧線については縦配線といたします。ただし，他の工作物，樹木等との離隔距離を確保するため，特殊な装柱とする場合があります。

b　支持物の強度を補う場合は，支線，支柱等を施設いたします。

c　柱上に変圧器を施設する場合は，変台装柱または懸垂装柱といたします。

(ト)　開閉器の種類および容量

a　高圧架空電線路を操作し，または保守するために必要な箇所には，手動開閉器，または自動開閉器および制御用電源を施設いたします。

b　開閉器の容量は，負荷電流および短絡電流を考慮して次の値を標準といたします。

開閉器の容量（アンペア）
300　600

(チ)　電線の種類および太さ

a　高圧または低圧架空電線路に使用する電線は，銅線またはアルミ線とし，特別な理由がある場合を除き，次によります。

（a）　高圧架空電線には，高圧絶縁電線を使用いたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

（b） 低圧架空電線には，屋外用ビニル絶縁電線を使用いたします。ただし，低圧引込線には，引込用ビニル絶縁電線，600 ボルトビニル絶縁電線または 600 ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

b 電線の太さは，許容電流，短絡許容電流，電圧降下および機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

種類 / 種別	銅線 単線（導体径 ミリメートル）	銅線 より線（導体断面積 平方ミリメートル）	アルミ線 より線（導体断面積 平方ミリメートル）
低圧絶縁電線	4 5	38 60	32 58 95
低圧引込用絶縁電線	2.6 3.2	14 22 38 60 100	―
高圧絶縁電線	5	38 60 125	32 58 95 200

（リ） 柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，契約電力等に応じて必要容量の直近上位のものを次の中から選定いたします。なお，3 相負荷に対しては，Ｖ結線を標準といたします。

柱上変圧器の容量（キロボルトアンペア）
5 10 20 30 50 75 100

（ヌ） 特殊地域の施設

a 塩害発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路の機器および材料には，耐塩構造のものを使用いたします。

b 雷雨発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，その程度に応じた耐雷施設を設置いたします。

c 雪害のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，雪害防止用の施設を設置いたします。

ハ 地中電線路

（イ） 電線路の施設

高圧または低圧地中電線路の施設方法は，原則として管路式を標準といたします。ただし，施設場所，ケーブルの条数等の条件により，他の施設方法をとることがあります。

（ロ） 地中箱の施設

地中箱は，ケーブル引入れ，引抜き，接続等の工事および点検，その他保守作業を容易に行なうため必要な箇所に施設いたします。また，地上設置機器等を施設する場合にも地中箱を施設いたします。

（ハ） ケーブルの種類および太さ

a 高圧または低圧地中電線路に使用するケーブルは，銅線またはアルミ線とし，特別な理由がある場合を除き，次によります。

（a） 高圧ケーブルには，6.6 キロボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

（b） 低圧ケーブルには，600 ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブルまたは 600 ボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

（b） 低圧架空電線には，屋外用ビニル絶縁電線を使用いたします。ただし，低圧引込線には，引込用ビニル絶縁電線，600 ボルトビニル絶縁電線または 600 ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

b 電線の太さは，許容電流，短絡許容電流，電圧降下および機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

種類 / 種別	銅線 単線（導体径 ミリメートル）	銅線 より線（導体断面積 平方ミリメートル）	アルミ線 より線（導体断面積 平方ミリメートル）
低圧絶縁電線	4 5	38 60	32 58 95
低圧引込用絶縁電線	2.6 3.2	14 22 38 60 100	―
高圧絶縁電線	5	38 60 125	32 58 95 200

（リ） 柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，契約電力等に応じて必要容量の直近上位のものを次の中から選定いたします。なお，3 相負荷に対しては，Ｖ結線を標準といたします。

柱上変圧器の容量（キロボルトアンペア）
5 10 20 30 50 75 100

（ヌ） 特殊地域の施設

a 塩害発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路の機器および材料には，耐塩構造のものを使用いたします。

b 雷雨発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，その程度に応じた耐雷施設を設置いたします。

c 雪害のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，雪害防止用の施設を設置いたします。

ハ 地中電線路

（イ） 電線路の施設

高圧または低圧地中電線路の施設方法は，原則として管路式を標準といたします。ただし，施設場所，ケーブルの条数等の条件により，他の施設方法をとることがあります。

（ロ） 地中箱の施設

地中箱は，ケーブル引入れ，引抜き，接続等の工事および点検，その他保守作業を容易に行なうため必要な箇所に施設いたします。また，地上設置機器等を施設する場合にも地中箱を施設いたします。

（ハ） ケーブルの種類および太さ

a 高圧または低圧地中電線路に使用するケーブルは，銅線またはアルミ線とし，特別な理由がある場合を除き，次によります。

（a） 高圧ケーブルには，6.6 キロボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

（b） 低圧ケーブルには，600 ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブルまたは 600 ボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

<table>
<tr><th>変更前（令和5年12月27日実施）</th><th>変更後（令和6年4月1日実施）</th></tr>
<tr><td>
b　ケーブルの太さは，許容電流，短絡許容電流，電圧降下等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。
<table>
<tr><th>種　類
種　別</th><th>銅　　線
（導体断面積　平方ミリメートル）</th><th>アルミ線
（導体断面積　平方ミリメートル）</th></tr>
<tr><td>低圧ケーブル</td><td>14　22　38　60　100　150　200
250</td><td>－</td></tr>
<tr><td>高圧ケーブル</td><td>38　60　100　150　200　250
325　400</td><td>100　150　250　325　400　500</td></tr>
</table>
(ニ)　地上設置機器の施設
使用目的および使用場所に応じ，次のとおり機器を施設いたします。
<table>
<tr><th>機　器　名</th><th>使　用　目　的</th></tr>
<tr><td>多　回　路　配　電　塔</td><td>高圧幹線の連系，変圧器塔への供給</td></tr>
<tr><td>変　　圧　　器　　塔</td><td>低圧のお客さま，低圧引込分岐装置への供給</td></tr>
<tr><td>低圧引込分岐装置</td><td>低圧のお客さまへの供給</td></tr>
</table>
(3)　特別高圧電線路
イ　一般基準
(イ)　電圧降下の限度
特別高圧電線路における電圧降下の限度は，次の値を標準といたします。この場合の電線路とは，受電地点または供給地点から当社の発変電所の引出口に設置する断路器の負荷側接続点に至るまでの電線路といたします。
<table>
<tr><th>公　称　電　圧
（キロボルト）</th><th>電圧降下の限度
（キロボルト）</th></tr>
<tr><td>22</td><td>2</td></tr>
<tr><td>33</td><td>3</td></tr>
<tr><td>66</td><td>6</td></tr>
</table>
(ロ)　経過地等
特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，保守，保安および将来の土地利用計画に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。
なお，この場合，送電線からの分岐は，系統運用上に支障のない範囲において行ないます。
(ハ)　電線路の種類
特別高圧電線路の種類は，架空電線路を標準といたします。ただし，架空電線路を施設することが法
</td><td>
b　ケーブルの太さは，許容電流，短絡許容電流，電圧降下等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。
<table>
<tr><th>種　類
種　別</th><th>銅　　線
（導体断面積　平方ミリメートル）</th><th>アルミ線
（導体断面積　平方ミリメートル）</th></tr>
<tr><td>低圧ケーブル</td><td>14　22　38　60　100　150　200
250</td><td>－</td></tr>
<tr><td>高圧ケーブル</td><td>38　60　100　150　200　250
325　400</td><td>100　150　250　325　400　500</td></tr>
</table>
(ニ)　地上設置機器の施設
使用目的および使用場所に応じ，次のとおり機器を施設いたします。
<table>
<tr><th>機　器　名</th><th>使　用　目　的</th></tr>
<tr><td>多　回　路　配　電　塔</td><td>高圧幹線の連系，変圧器塔への供給</td></tr>
<tr><td>変　　圧　　器　　塔</td><td>低圧のお客さま，低圧引込分岐装置への供給</td></tr>
<tr><td>低圧引込分岐装置</td><td>低圧のお客さまへの供給</td></tr>
</table>
(3)　特別高圧電線路
イ　一般基準
(イ)　電圧降下の限度
特別高圧電線路における電圧降下の限度は，次の値を標準といたします。この場合の電線路とは，受電地点または供給地点から当社の発変電所の引出口に設置する断路器の負荷側接続点に至るまでの電線路といたします。
<table>
<tr><th>公　称　電　圧
（キロボルト）</th><th>電圧降下の限度
（キロボルト）</th></tr>
<tr><td>22</td><td>2</td></tr>
<tr><td>33</td><td>3</td></tr>
<tr><td>66</td><td>6</td></tr>
</table>
(ロ)　経過地等
特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，保守，保安および将来の土地利用計画に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。
なお，この場合，送電線からの分岐は，系統運用上に支障のない範囲において行ないます。
(ハ)　電線路の種類
特別高圧電線路の種類は，架空電線路を標準といたします。ただし，架空電線路を施設することが法
</td></tr>
</table>

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

令上認められない場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，その他の方法によります。

ロ　架空電線路

(イ)　電線路の施設

a　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架または電線張替等のうち，技術的に支障のない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。

b　特別高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として 1 回線といたします。

c　他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。ただし，電線にケーブルを使用する場合は，これによらない場合があります。

(ロ)　支 持 物

a　特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を標準といたします。

b　95 平方ミリメートル鋼心アルミより線 1 回線の電線路には，施設場所の状況等に応じ鉄柱，パンザーマストまたは鉄筋コンクリート柱を使用する場合があります。

c　公称電圧 33 キロボルト以下の架空電線路を道路沿いに施設する場合は，原則として鉄筋コンクリート柱を使用いたします。

(ハ)　径　　間

特別高圧架空電線路の径間は，次の値を標準といたします。

支持物種類	径　間（メートル）
鉄　　塔	150　～　300
そ　の　他	70　～　180

なお，(ロ) c により施設する電線路の径間は，次の値を標準といたします。ただし，電線および支持物に加わる風圧荷重や周囲の状況により，この径間以外の場合もあります。

施 設 地 域	径　間（メートル）
市　街　地	20　～　40
そ　の　他	40　～　60

(ニ)　が い し

a　特別高圧架空電線路で使用するがいしは，懸垂がいしまたはラインポストがいしを標準といたします。ただし，状況により耐塩用懸垂がいし，長幹がいしを使用する場合があります。

なお，(ロ) c により施設する電線路には，引留型がいしまたは引通型がいしを標準といたします。

b　懸垂がいしの連結個数は，次の値を標準といたします。

令上認められない場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，その他の方法によります。

ロ　架空電線路

(イ)　電線路の施設

a　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架または電線張替等のうち，技術的に支障のない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。

b　特別高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として 1 回線といたします。

c　他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。ただし，電線にケーブルを使用する場合は，これによらない場合があります。

(ロ)　支 持 物

a　特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を標準といたします。

b　95 平方ミリメートル鋼心アルミより線 1 回線の電線路には，施設場所の状況等に応じ鉄柱，パンザーマストまたは鉄筋コンクリート柱を使用する場合があります。

c　公称電圧 33 キロボルト以下の架空電線路を道路沿いに施設する場合は，原則として鉄筋コンクリート柱を使用いたします。

(ハ)　径　　間

特別高圧架空電線路の径間は，次の値を標準といたします。

支持物種類	径　間（メートル）
鉄　　塔	150　～　300
そ　の　他	70　～　180

なお，(ロ) c により施設する電線路の径間は，次の値を標準といたします。ただし，電線および支持物に加わる風圧荷重や周囲の状況により，この径間以外の場合もあります。

施 設 地 域	径　間（メートル）
市　街　地	20　～　40
そ　の　他	40　～　60

(ニ)　が い し

a　特別高圧架空電線路で使用するがいしは，懸垂がいしまたはラインポストがいしを標準といたします。ただし，状況により耐塩用懸垂がいし，長幹がいしを使用する場合があります。

なお，(ロ) c により施設する電線路には，引留型がいしまたは引通型がいしを標準といたします。

b　懸垂がいしの連結個数は，次の値を標準といたします。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）

250ミリメートル懸垂がいしの連結個数

汚損区分		A	B	C	D	E
塩分付着密度（ミリグラム／平方センチメートル）		0.0625	0.125	0.25	0.5	塩水注入
目安とする概略距離	海岸からの概略距離（キロメートル）	一般地区	10～15	3～10	0～3	海岸近傍
	発煙源からの距離（工場地域に対して）	－	工場地域周辺の比較的軽度の煤塵害地域	工場地域の周辺部		－
公称電圧（キロボルト）	22	2	2	2	3	3
	33	3	3	3	3	4
	66	5	5	6	7	9

250ミリメートル懸垂がいしの連結個数

汚損区分		A	B	C	D	E
塩分付着密度（ミリグラム／平方センチメートル）		0.0625	0.125	0.25	0.5	塩水注入
目安とする概略距離	海岸からの概略距離（キロメートル）	一般地区	10～15	3～10	0～3	海岸近傍
	発煙源からの距離（工場地域に対して）	－	工場地域周辺の比較的軽度の煤塵害地域	工場地域の周辺部		－
公称電圧（キロボルト）	22	2	2	2	3	3
	33	3	3	3	3	4
	66	5	5	6	7	9

c　その他のがいしを使用する場合は，懸垂がいしに準じて施設いたします。

d　がいしには，必要に応じてアーキングホーンを取り付けます。

(ホ)　装柱，その他

a　支持物の装柱は，電圧，電線の種類および太さ，気象条件，地形的条件ならびに用地事情等を考慮して決定いたします。

b　絶縁間隔は，次の値を標準といたします。

公称電圧（キロボルト）	標準がいし個数（個）	標準絶縁間隔（ミリメートル）	最小絶縁間隔（ミリメートル）	ジャンパーと腕金との間隔（ミリメートル）
22	2	350	200	450
33	3	550	250	650
66	5	650	400	800

(ヘ)　電線の種類および太さ

a　電線の種類は，アルミ覆鋼心アルミより線を標準といたします。ただし，腐食のおそれがある場合等特別の場合には，他の適当な電線を使用することがあります。

なお，(ロ) c により施設する電線路には，原則として特別高圧絶縁電線を使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，電圧降下，電力損失および機械的強度等を考慮して必要最小の太さのも

c　その他のがいしを使用する場合は，懸垂がいしに準じて施設いたします。

d　がいしには，必要に応じてアーキングホーンを取り付けます。

(ホ)　装柱，その他

a　支持物の装柱は，電圧，電線の種類および太さ，気象条件，地形的条件ならびに用地事情等を考慮して決定いたします。

b　絶縁間隔は，次の値を標準といたします。

公称電圧（キロボルト）	標準がいし個数（個）	標準絶縁間隔（ミリメートル）	最小絶縁間隔（ミリメートル）	ジャンパーと腕金との間隔（ミリメートル）
22	2	350	200	450
33	3	550	250	650
66	5	650	400	800

(ヘ)　電線の種類および太さ

a　電線の種類は，アルミ覆鋼心アルミより線を標準といたします。ただし，腐食のおそれがある場合等特別の場合には，他の適当な電線を使用することがあります。

なお，(ロ) c により施設する電線路には，原則として特別高圧絶縁電線を使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，電圧降下，電力損失および機械的強度等を考慮して必要最小の太さのも

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）

のを次の中から選定いたします。ただし，他の支持物に併架する場合は，弛度の関係上，これによらない場合があります。

公称断面積（平方ミリメートル）	より線構成　素線数／素線径（ミリメートル）	
	硬アルミ	アルミ覆鋼
95	6／4.5	1／4.5
120	30／2.3	7／2.3
160	30／2.6	7／2.6
240	30／3.2	7／3.2
330	26／4.0	7／3.1
410	26／4.5	7／3.5
610	54／3.8	7／3.8

なお，(ロ) c により施設する電線は，許容電流，短絡許容電流，電圧降下等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

銅線公称断面積（平方ミリメートル）	アルミ線公称断面積（平方ミリメートル）
60　80　100　150	95　120

(ト)　地上高

電線の最低地上高は，次の値を標準といたします。

公称電圧（キロボルト）	地上高（メートル）
22・33	6
66	7

なお，(ロ) c により施設する電線路の特別高圧絶縁電線の最低地上高は，8メートルを標準といたします。

ただし，次の場合は，その状況に応じ必要な高さを保持いたします。

a　線路付近に建造物がある場合，またはその建設が予測される場合

b　積雪の多い地域

c　電線の高さが用地確保のための条件となる場合

d　道路横断箇所その他保安上必要と認められる場合

(チ)　架空地線

のを次の中から選定いたします。ただし，他の支持物に併架する場合は，弛度の関係上，これによらない場合があります。

公称断面積（平方ミリメートル）	より線構成　素線数／素線径（ミリメートル）	
	硬アルミ	アルミ覆鋼
95	6／4.5	1／4.5
120	30／2.3	7／2.3
160	30／2.6	7／2.6
240	30／3.2	7／3.2
330	26／4.0	7／3.1
410	26／4.5	7／3.5
610	54／3.8	7／3.8

なお，(ロ) c により施設する電線は，許容電流，短絡許容電流，電圧降下等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

銅線公称断面積（平方ミリメートル）	アルミ線公称断面積（平方ミリメートル）
60　80　100　150	95　120

(ト)　地上高

電線の最低地上高は，次の値を標準といたします。

公称電圧（キロボルト）	地上高（メートル）
22・33	6
66	7

なお，(ロ) c により施設する電線路の特別高圧絶縁電線の最低地上高は，8メートルを標準といたします。

ただし，次の場合は，その状況に応じ必要な高さを保持いたします。

a　線路付近に建造物がある場合，またはその建設が予測される場合

b　積雪の多い地域

c　電線の高さが用地確保のための条件となる場合

d　道路横断箇所その他保安上必要と認められる場合

(チ)　架空地線

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
a　支持物に鉄塔を使用する場合は，原則として架空地線を施設いたします。 b　架空地線は，次の場合を除き，亜鉛めっき鋼より線を使用いたします。 （a）　機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要がある場合 （b）　腐食のおそれがある場合 （c）　その他特別の事情がある場合 なお，その太さは，電線路の設計条件にもとづいて次の中から選定いたします。	a　支持物に鉄塔を使用する場合は，原則として架空地線を施設いたします。 b　架空地線は，次の場合を除き，亜鉛めっき鋼より線を使用いたします。 （a）　機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要がある場合 （b）　腐食のおそれがある場合 （c）　その他特別の事情がある場合 なお，その太さは，電線路の設計条件にもとづいて次の中から選定いたします。
公称断面積 （平方ミリメートル） 70 90	より線構成 素線数／素線径 （ミリメートル） 7／3.5 7／4.0
c　雷害対策上必要な場合は，鉄塔に埋設地線を施設する場合があります。 (リ)　電力線搬送用ライントラップの施設 搬送波の重畳されている電線路から分岐電線路を施設する場合は，原則として搬送波を阻止する電力線搬送用ライントラップを分岐側に施設いたします。 (ヌ)　そ の 他 a　(ロ) c により施設する電線路には，分岐箇所に必要に応じ開閉器を施設いたします。 b　(ロ) c により施設する電線路には，重要機器およびケーブルとの接続点に原則として避雷器を施設いたします。	c　雷害対策上必要な場合は，鉄塔に埋設地線を施設する場合があります。 (リ)　電力線搬送用ライントラップの施設 搬送波の重畳されている電線路から分岐電線路を施設する場合は，原則として搬送波を阻止する電力線搬送用ライントラップを分岐側に施設いたします。 (ヌ)　そ の 他 a　(ロ) c により施設する電線路には，分岐箇所に必要に応じ開閉器を施設いたします。 b　(ロ) c により施設する電線路には，重要機器およびケーブルとの接続点に原則として避雷器を施設いたします。
ハ　地中電線路 (イ)　電線路の施設 特別高圧地中電線路の施設方法は，原則として管路式を標準といたします。ただし，次の場合は，他の方法とする場合があります。 a　重車両が通ることなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合は，直接埋設式とする場合があります。 b　当該電線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合は，暗きょ式または開きょ式とする場合があります。 (ロ)　ケーブルの種類および太さ a　ケーブルの種類は，電圧，経過地，施設方法その他の条件を考慮して決定いたします。 b　ケーブルの太さは，許容電流，電圧降下等を考慮して原則として次の中から選定いたします。 なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。	ハ　地中電線路 (イ)　電線路の施設 特別高圧地中電線路の施設方法は，原則として管路式を標準といたします。ただし，次の場合は，他の方法とする場合があります。 a　重車両が通ることなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合は，直接埋設式とする場合があります。 b　当該電線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合は，暗きょ式または開きょ式とする場合があります。 (ロ)　ケーブルの種類および太さ a　ケーブルの種類は，電圧，経過地，施設方法その他の条件を考慮して決定いたします。 b　ケーブルの太さは，許容電流，電圧降下等を考慮して原則として次の中から選定いたします。 なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。
公称電圧（キロボルト） 22・33 66 公称断面積（平方ミリメートル） 60　100　150　200　250 80　100　150　200　250　325　400	公称電圧（キロボルト） 22・33 66 公称断面積（平方ミリメートル） 60　100　150　200　250 80　100　150　200　250　325　400

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

(ハ)　避雷器の施設

特別高圧架空電線路に接続される地中電線路には，ケーブルの保護のため，接続部に避雷器を取り付ける場合があります。

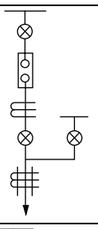
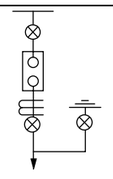
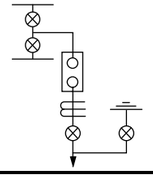
(4)　変電設備

イ　一般基準

電線路の引出口設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

ロ　結線法

電線路の引出口設備の結線および主要機器取付台数は，次のとおりといたします。

区分		結線法	機器名	台数	備考
高圧	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1 台 2 台 2 台 1 台 1 式	しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器を省略いたします。
高圧	補助母線付		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1 台 3 台 2 台 1 台 1 式	しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器は 1 台といたします。
特別高圧	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1 台 2 台 3 台 1 式	1 台は接地装置付 ただし，しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器を省略いたします。
特別高圧	2 重母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1 台 3 台 3 台 1 式	1 台は接地装置付

（凡　例）

しゃ断器	断路器	接地装置	変流器	零相変流器

変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

(ハ)　避雷器の施設

特別高圧架空電線路に接続される地中電線路には，ケーブルの保護のため，接続部に避雷器を取り付ける場合があります。

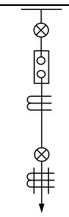
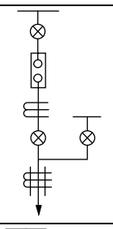
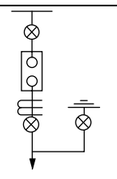
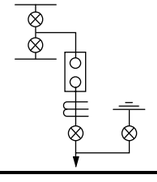
(4)　変電設備

イ　一般基準

電線路の引出口設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

ロ　結線法

電線路の引出口設備の結線および主要機器取付台数は，次のとおりといたします。

区分		結線法	機器名	台数	備考
高圧	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1 台 2 台 2 台 1 台 1 式	しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器を省略いたします。
高圧	補助母線付		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1 台 3 台 2 台 1 台 1 式	しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器は 1 台といたします。
特別高圧	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1 台 2 台 3 台 1 式	1 台は接地装置付 ただし，しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器を省略いたします。
特別高圧	2 重母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1 台 3 台 3 台 1 式	1 台は接地装置付

（凡　例）

しゃ断器	断路器	接地装置	変流器	零相変流器

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）

ハ　しゃ断器

(イ)　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流および施工時の系統構成または将来構成されることが予定されている系統構成について計算した短絡容量から判断して，必要最小のものを次の中から選定いたします。

公称電圧 (キロボルト)	定格電圧 (キロボルト)	定格電流 (アンペア)	定格しゃ断電流 (キロアンペア)	形式
6.6	7.2	600　1,200　2,000	12.5　20	ガス形，真空形
22・33	36	600	12.5　16　25	ガス形，真空形
66	72	800　1,200　2,000	20　25　31.5　40	ガス形，真空形

(ロ)　将来の系統構成は，5年程度先を目標といたします。

ニ　断路器

断路器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流およびその系統で必要な定格短時間耐電流から判断して，必要最小のものを次の中から選定いたします。

公称電圧 (キロボルト)	定格電圧 (キロボルト)	定格電流 (アンペア)	定格短時間耐電流 (キロアンペア)	形式
6.6	7.2	600　1,200　2,000	12.5　20	三極単投
22・33	36	600	12.5　16　25	三極単投
66	72	800　1,200　2,000	20　25　31.5　40	三極単投

ホ　変流器

変流器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流およびその系統の事故電流から判断して，必要最小のものを選定いたします。

ヘ　配電盤

(イ)　配電盤には，原則として電流計，電圧計，しゃ断器操作用開閉器および運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ，電力量計および無効電力量計等を取り付けます。

なお，無人変電所の場合には，当該設備の遠隔監視制御装置を取り付けます。

(ロ)　電線路には，短絡または地絡を生じた場合に自動的に電線路をしゃ断するための必要な保護装置を取り付けます。

なお，原則として各電線路には自動再閉路継電器を施設し，必要な箇所には母線保護継電器を取り付けます。

(5)　保安通信設備

イ　保安通信用電話設備

(イ)　一般基準

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

a　施設基準

保安通信用電話設備は，原則として，特別高圧により受電または供給する場合に法令の定めるところにより施設いたします。

なお，回線数は，原則として 1 回線といたします。

b　通信方式および伝送媒体

保安通信用電話設備は，当該供給設備の保安上の重要度および経済性を考慮し，原則として，次の中から最も妥当な方式および媒体により施設いたします。

通信方式	伝送媒体
架空通信線路	メタル
	光ファイバ
地中通信線路	メタル
	光ファイバ
光ファイバ複合架空地線	光ファイバ
電力線搬送	電力線

c　経過地

通信線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，通信線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ロ)　架空通信線路

a　通信線路の施設

架空通信線路は，公称電圧 33 キロボルト以下の架空電線路への添架または他の架空通信線への共架により施設いたします。ただし，技術上，経済上適当でない場合は，通信線路を単独に施設する場合があります。

b　通信線の種類

架空通信線は，原則として次から選定いたします。

種　　類	仕　　様
メタル通信ケーブル	ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル
光ファイバケーブル	石英系シングルモード光ファイバ

なお，心線数（対数）は障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

c　搬送端局装置

(a)　搬送端局装置を設置することといたします。ただし，通信線をメタル通信ケーブルとした場合で，技術的に適当と認められるときは設置しないこととといたします。

(b)　装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。

(c)　伝送容量は，必要最小限といたします。

(ハ)　地中通信線路

a　通信線路の施設

a　施設基準

保安通信用電話設備は，原則として，特別高圧により受電または供給する場合に法令の定めるところにより施設いたします。

なお，回線数は，原則として 1 回線といたします。

b　通信方式および伝送媒体

保安通信用電話設備は，当該供給設備の保安上の重要度および経済性を考慮し，原則として，次の中から最も妥当な方式および媒体により施設いたします。

通信方式	伝送媒体
架空通信線路	メタル
	光ファイバ
地中通信線路	メタル
	光ファイバ
光ファイバ複合架空地線	光ファイバ
電力線搬送	電力線

c　経過地

通信線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，通信線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ロ)　架空通信線路

a　通信線路の施設

架空通信線路は，公称電圧 33 キロボルト以下の架空電線路への添架または他の架空通信線への共架により施設いたします。ただし，技術上，経済上適当でない場合は，通信線路を単独に施設する場合があります。

b　通信線の種類

架空通信線は，原則として次から選定いたします。

種　　類	仕　　様
メタル通信ケーブル	ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル
光ファイバケーブル	石英系シングルモード光ファイバ

なお，心線数（対数）は障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

c　搬送端局装置

(a)　搬送端局装置を設置することといたします。ただし，通信線をメタル通信ケーブルとした場合で，技術的に適当と認められるときは設置しないこととといたします。

(b)　装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。

(c)　伝送容量は，必要最小限といたします。

(ハ)　地中通信線路

a　通信線路の施設

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
地中通信線路の施設方法は，管路式といたします。ただし，車両通行がなく，かつ，再掘さくが可能な場合には，直接埋設式とすることがあります。 b　通信線の種類 (ﾛ) b に準じます。ただし，直接埋設とする場合はポリエチレン絶縁ポリエチレンシースケーブルまたは鋼帯がい装付きといたします。 c　搬送端局装置 (ﾛ) c に準じます。 (ﾆ)　光ファイバ複合架空地線 a　通信線路の施設 光ファイバ複合架空地線の施設方法は，(3)ロ(ﾁ)に準じます。 b　通信線の種類 架空地線と石英系シングルモード光ファイバを複合したものといたします。 なお，心線数は障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。 c　搬送端局装置 (a)　搬送端局装置を設置することといたします。 (b)　装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。 (c)　伝送容量は，必要最小限といたします。 (ﾎ)　電力線搬送 a　結合方式 電力線搬送設備の電線路との結合方式は，原則として線間結合方式といたします。 なお，塩害のおそれがある地域に施設する結合コンデンサは，耐塩用がい管を使用いたします。 b　搬送端局装置 (a)　装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。 (b)　伝送容量は，必要最小限といたします。 ロ　電話設備以外の保安通信設備 電力系統の保護および運用上必要な場合は，系統保護用設備等を施設するものとし，イの基準を準用いたします。 ハ　保 安 装 置 保安装置は，保安上必要な限度において施設いたします。	地中通信線路の施設方法は，管路式といたします。ただし，車両通行がなく，かつ，再掘さくが可能な場合には，直接埋設式とすることがあります。 b　通信線の種類 (ﾛ) b に準じます。ただし，直接埋設とする場合はポリエチレン絶縁ポリエチレンシースケーブルまたは鋼帯がい装付きといたします。 c　搬送端局装置 (ﾛ) c に準じます。 (ﾆ)　光ファイバ複合架空地線 a　通信線路の施設 光ファイバ複合架空地線の施設方法は，(3)ロ(ﾁ)に準じます。 b　通信線の種類 架空地線と石英系シングルモード光ファイバを複合したものといたします。 なお，心線数は障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。 c　搬送端局装置 (a)　搬送端局装置を設置することといたします。 (b)　装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。 (c)　伝送容量は，必要最小限といたします。 (ﾎ)　電力線搬送 a　結合方式 電力線搬送設備の電線路との結合方式は，原則として線間結合方式といたします。 なお，塩害のおそれがある地域に施設する結合コンデンサは，耐塩用がい管を使用いたします。 b　搬送端局装置 (a)　装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。 (b)　伝送容量は，必要最小限といたします。 ロ　電話設備以外の保安通信設備 電力系統の保護および運用上必要な場合は，系統保護用設備等を施設するものとし，イの基準を準用いたします。 ハ　保 安 装 置 保安装置は，保安上必要な限度において施設いたします。
15　スポットネットワーク方式の工事費の算式 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(ｲ) a (c)の工事費の算定は，次の算式によります。 $\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数} - 1}$ この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。 69(供給地点への供給設備の工事費負担金)(1)　×｛100パーセント　＋　20パーセント　×（利用回線数　－　1)｝ ロ(ｲ) a (b)の工事費単価	**15　スポットネットワーク方式の工事費の算式** 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(ｲ) a (c)の工事費の算定は，次の算式によります。 $\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数} - 1}$ この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。 70(供給地点への供給設備の工事費負担金)(1)　×｛100パーセント　＋　20パーセント　×（利用回線数　－　1)｝ ロ(ｲ) a (b)の工事費単価

「託送供給等約款別冊 系統連系技術要件（令和 6 年 4 月 1 日実施） 」 新 旧 対 比 表

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
託送供給等約款別冊	託送供給等約款別冊
系 統 連 系 技 術 要 件	系 統 連 系 技 術 要 件
令和 5 年 12 月 27 日実施	令和 6 年 4 月 1 日実施
北海道電力ネットワーク株式会社	北海道電力ネットワーク株式会社

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1

Ⅱ　低圧配電系統との連系に必要な技術要件

Ⅱ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数 …… 2
6　力　　率 …… 3
7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3
10　不要解列の防止 …… 4
11　保護装置の設置 …… 7
12　保護装置の設置場所 …… 8
13　解列箇所 …… 8
14　保護リレーの設置相数 …… 9
15　接地方式 …… 9
16　直流流出防止変圧器の設置 …… 9
17　電圧変動 …… 10
18　短絡容量 …… 11
19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… 11
20　発電設備等の種類 …… 11
21　サイバーセキュリティ対策 …… 12
22　発電機諸元 …… 12

Ⅱ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

23　力　　率 …… 14
24　保護装置等の設置 …… 14

Ⅲ　高圧配電系統との連系に必要な技術要件

Ⅲ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

25　電気方式 …… 15
26　運転可能周波数 …… 15
27　力　　率 …… 15
28　高　調　波 …… 16
29　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 16

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1

Ⅱ　低圧配電系統との連系に必要な技術要件

Ⅱ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数 …… 2
6　力　　率 …… 3
7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3
10　不要解列の防止 …… 4
11　保護装置の設置 …… 7
12　保護装置の設置場所 …… 8
13　解列箇所 …… 8
14　保護リレーの設置相数 …… 9
15　接地方式 …… 9
16　直流流出防止変圧器の設置 …… 9
17　電圧変動 …… 10
18　短絡容量 …… 11
19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… 11
20　発電設備等の種類 …… 11
21　サイバーセキュリティ対策 …… 12
22　発電機諸元 …… 12

Ⅱ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

23　力　　率 …… 14
24　保護装置等の設置 …… 14

Ⅲ　高圧配電系統との連系に必要な技術要件

Ⅲ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

25　電気方式 …… 15
26　運転可能周波数 …… 15
27　力　　率 …… 15
28　高　調　波 …… 16
29　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 16

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
30　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 16	30　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 16
31　不要解列の防止 …… 16	31　不要解列の防止 …… 16
32　保護装置の設置 …… 19	32　保護装置の設置 …… 19
33　保護装置の設置場所 …… 21	33　保護装置の設置場所 …… 21
34　解　列　箇　所 …… 21	34　解　列　箇　所 …… 21
35　保護リレーの設置相数 …… 21	35　保護リレーの設置相数 …… 21
36　自動負荷制限 …… 21	36　自動負荷制限 …… 21
37　線路無電圧確認装置の設置 …… 22	37　線路無電圧確認装置の設置 …… 22
38　接　地　方　式 …… 22	38　接　地　方　式 …… 22
39　直流流出防止変圧器の設置 …… 22	39　直流流出防止変圧器の設置 …… 22
40　電　圧　変　動 …… 23	40　電　圧　変　動 …… 23
41　短　絡　容　量 …… 25	41　短　絡　容　量 …… 25
42　発電機定数・諸元 …… 25	42　発電機定数・諸元 …… 25
43　昇圧用変圧器 …… 27	43　昇圧用変圧器 …… 27
44　連　絡　体　制 …… 28	44　連　絡　体　制 …… 28
45　バンク逆潮流の制限 …… 28	45　バンク逆潮流の制限 …… 28
46　サイバーセキュリティ対策 …… 28	46　サイバーセキュリティ対策 …… 28
Ⅲ-2　需要設備の連系に必要な技術要件	**Ⅲ-2　需要設備の連系に必要な技術要件**
47　電　気　方　式 …… 29	47　電　気　方　式 …… 29
48　力　　率 …… 29	48　力　　率 …… 29
49　高　調　波 …… 29	49　高　調　波 …… 29
	50　電圧変動対策 …… 30
50　保護装置等の設置 …… 30	51　保護装置等の設置 …… 30
	52　サイバーセキュリティ対策 …… 31
Ⅳ　特別高圧系統との連系に必要な技術要件	**Ⅳ　特別高圧系統との連系に必要な技術要件**
Ⅳ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件	**Ⅳ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件**
51　電　気　方　式 …… 32	53　電　気　方　式 …… 32
52　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 32	54　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 32
53　力　　率 …… 32	55　力　　率 …… 32
54　高　調　波 …… 33	56　高　調　波 …… 33
55　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 33	57　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 33
56　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 33	58　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 33
57　不要解列の防止 …… 34	59　不要解列の防止 …… 34
58　保護装置の設置 …… 36	60　保護装置の設置 …… 36
59　再閉路方式 …… 40	61　再閉路方式 …… 40
60　保護装置の設置場所 …… 40	62　保護装置の設置場所 …… 40
61　解　列　箇　所 …… 40	63　解　列　箇　所 …… 40
62　保護リレーの設置相数 …… 41	64　保護リレーの設置相数 …… 41

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
63 自動負荷制限および発電抑制 …… 41	65 自動負荷制限および発電抑制 …… 41
64 線路無電圧確認装置の設置 …… 42	66 線路無電圧確認装置の設置 …… 42
65 発電機運転制御装置の付加 …… 42	67 発電機運転制御装置の付加 …… 42
66 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 45	68 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 45
67 直流流出防止変圧器の設置 …… 45	69 直流流出防止変圧器の設置 …… 45
68 電　圧　変　動 …… 45	70 電　圧　変　動 …… 45
69 出　力　変　動 …… 47	71 出　力　変　動 …… 47
70 短絡電流および地絡電流対策 …… 47	72 短絡電流および地絡電流対策 …… 47
71 発電機定数・諸元 …… 47	73 発電機定数・諸元 …… 47
72 昇圧用変圧器 …… 52	74 昇圧用変圧器 …… 52
73 連　絡　体　制 …… 52	75 連　絡　体　制 …… 52
74 電気現象記録装置 …… 55	76 電気現象記録装置 …… 55
75 サイバーセキュリティ対策 …… 55	77 サイバーセキュリティ対策 …… 55
Ⅳ-2　需要設備の連系に必要な技術要件	**Ⅳ-2　需要設備の連系に必要な技術要件**
76 電　気　方　式 …… 55	78 電　気　方　式 …… 55
77 力　　率 …… 55	79 力　　率 …… 55
78 高　調　波 …… 55	80 高　調　波 …… 55
79 電圧フリッカ …… 57	81 電圧フリッカ …… 57
80 電 圧 不 平 衡 …… 57	82 電 圧 不 平 衡 …… 57
	83 電圧変動対策 …… 57
81 保　護　協　調 …… 57	84 保　護　協　調 …… 57
82 保護装置の設置 …… 58	85 保護装置の設置 …… 58
83 連　絡　体　制 …… 58	86 連　絡　体　制 …… 58
	87 サイバーセキュリティ対策 …… 59

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
# Ⅰ　総　　則	# Ⅰ　総　　則
1　目　　的 この系統連系技術要件は，託送供給等約款8（契約の要件）にもとづき，発電者および需要者の電気設備を，当社電力系統（以下，Ⅰ〔総則〕において，「系統」といいます。）に連系することを可能とするために必要となる技術要件を示したものです。	**1　目　　的** この系統連系技術要件は，託送供給等約款8（契約の要件）にもとづき，発電者および需要者の電気設備を，当社電力系統（以下，Ⅰ〔総則〕において，「系統」といいます。）に連系することを可能とするために必要となる技術要件を示したものです。
2　適 用 の 範 囲 この系統連系技術要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下，「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備，または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。ただし，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この系統連系技術要件を適用いたします。 なお，既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等をいいます。）には，この系統連系技術要件を適用いたします。 また，33kVスポットネットワーク配電線に発電設備等を連系することはできませんが，需要設備を連系する場合は別途協議させていただきます。	**2　適 用 の 範 囲** この系統連系技術要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下，「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備，または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。ただし，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この系統連系技術要件を適用いたします。 なお，既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等をいいます。）には，この系統連系技術要件を適用いたします。 また，33kVスポットネットワーク配電線に発電設備等を連系することはできませんが，需要設備を連系する場合は別途協議させていただきます。
3　協　　議 この系統連系技術要件は，系統に連系する場合の技術要件であり，実際の連系にあたっては，この系統連系技術要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。	**3　協　　議** この系統連系技術要件は，系統に連系する場合の技術要件であり，実際の連系にあたっては，この系統連系技術要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
Ⅱ　低圧配電系統との連系に必要な技術要件	**Ⅱ　低圧配電系統との連系に必要な技術要件**
発電設備等および需要設備を，当社の低圧配電系統（以下，Ⅱ〔低圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。	発電設備等および需要設備を，当社の低圧配電系統（以下，Ⅱ〔低圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。
Ⅱ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件	**Ⅱ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件**
4　電　気　方　式 発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相 2 線式・単相 3 線式・三相 3 線式）と同一としていただきます。 (1)　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合 (2)　単相 3 線式の系統に単相 2 線式 200V の発電設備等を連系する場合で，受電地点の遮断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合	**4　電　気　方　式** 発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相 2 線式・単相 3 線式・三相 3 線式）と同一としていただきます。 (1)　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合 (2)　単相 3 線式の系統に単相 2 線式 200V の発電設備等を連系する場合で，受電地点の遮断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合
5　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　連続運転可能周波数は，48.5Hz をこえ 50.5Hz 以下 (2)　運転可能周波数は，47.5Hz 以上 51.5Hz 以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒）。 ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらないものといたします。 また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。	**5　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　連続運転可能周波数は，48.5Hz をこえ 50.5Hz 以下 (2)　運転可能周波数は，47.5Hz 以上 51.5Hz 以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒）。 ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらないものといたします。
6　力　　率 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。 なお，電圧上昇を防止するうえでやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。	**6　力　　率** 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。 なお，電圧上昇を防止するうえでやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。
7　高　　調　　波 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下として	**7　高　　調　　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下として

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
いただきます。	いただきます。
8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成 24 年経済産業省令第 46 号，以下，「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	**8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成 24 年経済産業省令第 46 号，以下，「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち 10kW 以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。	**9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち 10kW 以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。
10　不要解列の防止 (1)　保 護 協 調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。 なお，満たすべき FRT 要件は表Ⅱ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）および図Ⅱ－1（FRT 要件のイメージ〔太陽光発電設備を例に記載〕）のとおりといたします。	**10　不要解列の防止** (1)　保 護 協 調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。 なお，満たすべき FRT 要件は表Ⅱ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）および図Ⅱ－1（FRT 要件のイメージ〔太陽光発電設備を例に記載〕）のとおりといたします。

変更前（令和5年12月27日実施）

表Ⅱ－1　発電設備等の種別ごとのFRT要件

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	50Hz系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	風力		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	ガスエンジン	単機出力2kW未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
		単機出力2kW以上10kW未満※				

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く

変更後（令和6年4月1日実施）

表Ⅱ－1　発電設備等の種別ごとのFRT要件

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	50Hz系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	風力		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	ガスエンジン	単機出力2kW未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
		単機出力2kW以上10kW未満※				

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く

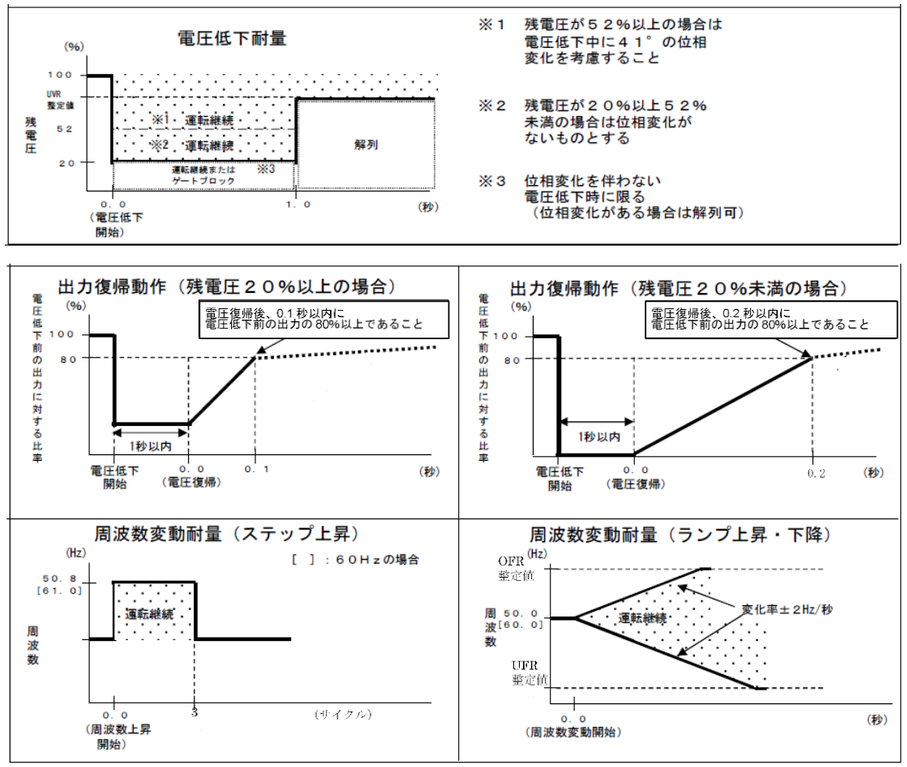
変更前（令和5年12月27日実施）

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	50Hz系統
単相	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
		燃料電池＋蓄電池 ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

変更後（令和6年4月1日実施）

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	50Hz系統
単相	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
		燃料電池＋蓄電池 ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

変更前（令和５年 12 月 27 日実施）



図Ⅱ－1　FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

11　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

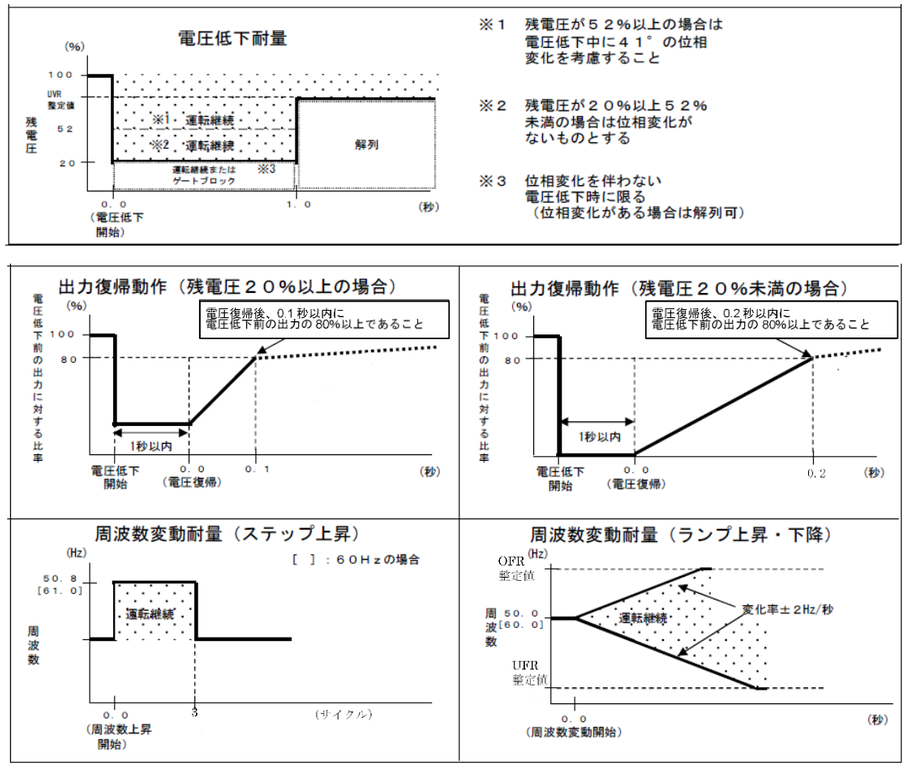
(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレーまたは過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これにより代用できるものといたします。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

変更後（令和６年４月１日実施）



図Ⅱ－1　FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

11　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレーまたは過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これにより代用できるものといたします。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(3)　高低圧混触事故対策 連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。 (4)　構内設備故障対策 発電設備等構内の故障に対しては，24（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。 (5)　単独運転防止対策 単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。 なお，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。	(3)　高低圧混触事故対策 連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。 (4)　構内設備故障対策 発電設備等構内の故障に対しては，24（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。 (5)　単独運転防止対策 単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。 なお，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。
12　保護装置の設置場所 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	**12　保護装置の設置場所** 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
13　解　列　箇　所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　機械的な解列箇所 2 箇所 (2)　機械的な解列箇所 1 箇所と逆変換装置のゲートブロック (3)　発電設備等連絡用遮断器	**13　解　列　箇　所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　機械的な解列箇所 2 箇所 (2)　機械的な解列箇所 1 箇所と逆変換装置のゲートブロック (3)　発電設備等連絡用遮断器
14　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　過電圧リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式および三相 3 線式については 2 相に設置すること。 なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。 (2)　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。 なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。 (3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，1 相に設置すること。 (4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。 イ　不足電力リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。 なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間，三相 3 線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできます。	**14　保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　過電圧リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式および三相 3 線式については 2 相に設置すること。 なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。 (2)　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。 なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。 (3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，1 相に設置すること。 (4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。 イ　不足電力リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。 なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間，三相 3 線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできます。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
ロ　不足電圧リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式および三相3線式については2相に設置すること。 なお，単相3線式では中性線と両電圧線間とすること。	ロ　不足電圧リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式および三相3線式については2相に設置すること。 なお，単相3線式では中性線と両電圧線間とすること。
15　接　地　方　式 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	**15　接　地　方　式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。
16　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。	**16　直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。
17　電　圧　変　動 (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6V，標準電圧200Vに対しては202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。 なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10%をこえて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。 ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 (3)　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。	**17　電　圧　変　動** (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6V，標準電圧200Vに対しては202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。 なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10%をこえて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。 ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 (3)　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，「SVC」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。	イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，「SVC」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。
ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。	ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。
ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は，当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。 なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を0.45V以下（当該設備のみの場合は，0.23V以下）に維持する。	ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は，当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。 なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を0.45V以下（当該設備のみの場合は，0.23V以下）に維持する。
18　短　絡　容　量 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	**18　短　絡　容　量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 単相3線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，3極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。	**19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置** 単相3線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，3極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。
20　発電設備等の種類 連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。	**20　発電設備等の種類** 逆潮流ありの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない場合でも，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出および解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれがない場合に限り，逆潮流ありの連系とすることができます。
21　サイバーセキュリティ対策 サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみ	**21　サイバーセキュリティ対策** 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号または携帯電話番号を通知すること。	がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号または携帯電話番号を通知すること。
22　発電機諸元 当社の求めに応じて，表Ⅱ－2（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。 なお，第三者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。	**22　発電機諸元** 当社の求めに応じて，表Ⅱ－2（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。 なお，第三者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

表Ⅱ－2　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電 源 種	設　　備	諸　　元
共　　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風　　力	発電プラント 制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄 電 池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

Ⅱ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

23　力　　率

(1)　需要者の供給地点における力率は，原則として，電灯契約の適用を受ける供給地点については 90%以上，その他の供給地点については 85%以上に保持していただきます。

(2)　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放に

変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

表Ⅱ－2　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電 源 種	設　　備	諸　　元
共　　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風　　力	発電プラント 制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄 電 池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

Ⅱ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

23　力　　率

(1)　需要者の供給地点における力率は，原則として，電灯契約の適用を受ける供給地点については 90%以上，その他の供給地点については 85%以上に保持していただきます。

(2)　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放に

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
より，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 　なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。	より，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 　なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。
24　保護装置等の設置	**24　保護装置等の設置**
(1)　需要設備構内の短絡故障および地絡故障保護用として，過電流保護機能付き漏電遮断器を設置していただきます。	(1)　需要設備構内の短絡故障および地絡故障保護用として，過電流保護機能付き漏電遮断器を設置していただきます。
(2)　需要者が，次の原因等で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。	(2)　需要者が，次の原因等で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。
イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合	イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合
ロ　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合	ロ　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合
ハ　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合	ハ　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合
ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合	ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合
ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合	ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
Ⅲ　高圧配電系統との連系に必要な技術要件	**Ⅲ　高圧配電系統との連系に必要な技術要件**
発電設備等および需要設備を，当社の高圧配電系統（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。	発電設備等および需要設備を，当社の高圧配電系統（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。
Ⅲ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件	**Ⅲ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件**
25　電　気　方　式 発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。	**25　電　気　方　式** 発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。
26　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　連続運転可能周波数は，48.5Hz をこえ 50.5Hz 以下 (2)　運転可能周波数は，47.5Hz 以上 51.5Hz 以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，FRT 要件の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒）。 ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらないものといたします。 また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。	**26　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　連続運転可能周波数は，48.5Hz をこえ 50.5Hz 以下 (2)　運転可能周波数は，47.5Hz 以上 51.5Hz 以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，FRT 要件の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒）。 ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらないものといたします。
27　力　　率 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。 なお，電圧上昇を防止するうえでやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。	**27　力　　率** 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。 なお，電圧上昇を防止するうえでやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。
28　高　　調　　波 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，49（高調波）に準じた対策を実施していただきます。	**28　高　　調　　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，49（高調波）に準じた対策を実施していただきます。
29　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応	**29　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
30　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。	**30　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。
31　不要解列の防止 (1)　保 護 協 調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，50（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。 なお，満たすべき FRT 要件は表Ⅲ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）および図Ⅲ－1（FRT 要件のイメージ〔太陽光発電設備を例に記載〕）のとおりです。	**31　不要解列の防止** (1)　保 護 協 調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，51（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。 なお，満たすべき FRT 要件は表Ⅲ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）および図Ⅲ－1（FRT 要件のイメージ〔太陽光発電設備を例に記載〕）のとおりです。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

表Ⅲ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光 風力 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
三相	太陽光	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	風力	残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰			・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く

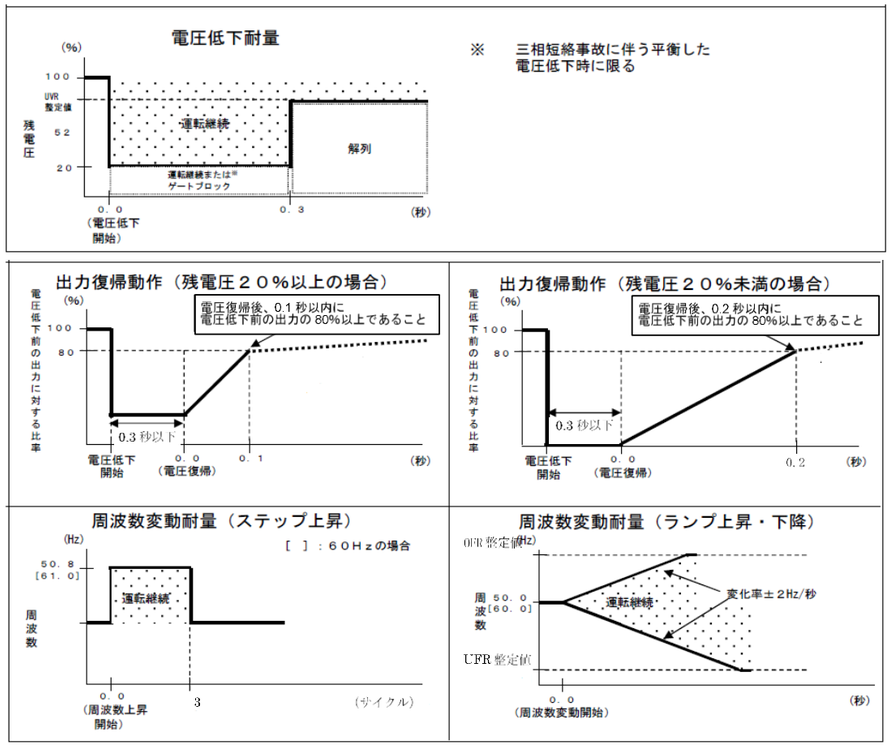
変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

表Ⅲ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光 風力 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
三相	太陽光	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	風力	残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰			・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）



図Ⅲ－1　FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

図Ⅲ－1　FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

32　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3)　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次

32　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3)　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものといたします。 イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合 ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合 ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が10kW以下の場合	のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものといたします。 イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合 ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合 ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が10kW以下の場合
(4)　構内設備故障対策 発電設備等構内の故障に対しては，50（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。	(4)　構内設備故障対策 発電設備等構内の故障に対しては，51（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。
(5)　逆潮流がある場合の単独運転防止対策 逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式1方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できるものといたします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 また，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。	(5)　逆潮流がある場合の単独運転防止対策 逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式1方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できるものといたします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 また，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。
(6)　逆潮流がない場合の単独運転防止対策 逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できるものといたします。 なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ1方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。 また，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。	(6)　逆潮流がない場合の単独運転防止対策 逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できるものといたします。 なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ1方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。 また，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。
33　保護装置の設置場所 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	**33　保護装置の設置場所** 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
34　解　列　箇　所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　受電用遮断器 (2)　発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置 (3)　発電設備等連絡用遮断器 (4)　母線連絡用遮断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として	**34　解　列　箇　所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　受電用遮断器 (2)　発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置 (3)　発電設備等連絡用遮断器 (4)　母線連絡用遮断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
適用することはできません。	用することはできません。
35　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1)　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。 (2)　過電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは 1 相設置とすること。 (3)　短絡方向リレーは 3 相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合には，2 相設置とすることができるものといたします。 (4)　不足電圧リレーは 3 相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合には，1 相設置とすることができるものといたします。 (5)　不足電力リレーは 2 相設置とすること。	**35　保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1)　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。 (2)　過電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは 1 相設置とすること。 (3)　短絡方向リレーは 3 相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合には，2 相設置とすることができるものといたします。 (4)　不足電圧リレーは 3 相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合には，1 相設置とすることができるものといたします。 (5)　不足電力リレーは 2 相設置とすること。
36　自動負荷制限 発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。	**36　自動負荷制限** 発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。
37　線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 (1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合 (2)　転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (3)　2 方式以上の単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (4)　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が 2 系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，2 系列目の上記装置については，次のうちいずれか 1 方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。 イ　保護リレーの 2 系列目は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できるものといたします。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できるものといたします。	**37　線路無電圧確認装置の設置** 発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 (1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合 (2)　転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (3)　2 方式以上の単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (4)　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が 2 系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，2 系列目の上記装置については，次のうちいずれか 1 方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。 イ　保護リレーの 2 系列目は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できるものといたします。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できるものといたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
38　接　地　方　式 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	**38　接　地　方　式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。
39　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。	**39　直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。
40　電　圧　変　動 (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100V に対しては 101±6V，標準電圧 200V に対しては 202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。 なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。 イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に負荷を制限すること。 ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に電圧を調整すること。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施すること。 (3)　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）に	**40　電　圧　変　動** (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100V に対しては 101±6V，標準電圧 200V に対しては 202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。 なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。 イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に負荷を制限すること。 ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に電圧を調整すること。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施すること。 (3)　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）に

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。なお，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は，当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。 なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とさせていただきます。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。	による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。なお，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は，当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。 なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とさせていただきます。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。
41　短　絡　容　量 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	**41　短　絡　容　量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
42　発電機定数・諸元 発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 また，当社の求めに応じて，表Ⅲ－2（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。 なお，第三者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。	**42　発電機定数・諸元** 発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 また，当社の求めに応じて，表Ⅲ－2（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。 なお，第三者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

表Ⅲ－2　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮 断 器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
誘 導 機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量

変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

表Ⅲ－2　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮 断 器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
誘 導 機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

電 源 種	設　　備	諸　　元
同 期 機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無
風　　力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄 電 池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

43　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

44　連　絡　体　制

発電者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを

変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

電 源 種	設　　備	諸　　元
同 期 機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無
風　　力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄 電 池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

43　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

44　連　絡　体　制

発電者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
用いることができます。 (1)　専用保安通信用電話設備 (2)　電気通信事業者の専用回線電話 (3)　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 イ　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 ハ　停電時においても通話可能なものであること。 ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。	用いることができます。 (1)　専用保安通信用電話設備 (2)　電気通信事業者の専用回線電話 (3)　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 イ　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 ハ　停電時においても通話可能なものであること。 ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。
45　バンク逆潮流の制限 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者側で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所の保護装置の設置等により，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。	**45　バンク逆潮流の制限** 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者側で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所の保護装置の設置等により，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。
46　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	**46　サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。
Ⅲ－2　需要設備の連系に必要な技術要件	**Ⅲ－2　需要設備の連系に必要な技術要件**
47　電　気　方　式 需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。	**47　電　気　方　式** 需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。
48　力　　率 需要者の供給地点における力率は，原則として，系統側からみて遅れ力率 85％以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。	**48　力　　率** 需要者の供給地点における力率は，原則として，系統側からみて遅れ力率 85％以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。	また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。
49 高　調　波	**49 高　調　波**
高調波発生機器を使用した電気設備を当社系統に接続する場合に，その高調波電流を抑制するため，以下の要件を遵守していただきます。	高調波発生機器を使用した電気設備を当社系統に接続する場合に，その高調波電流を抑制するため，以下の要件を遵守していただきます。
(1)　対象となる需要者	(1)　対象となる需要者
イ　設置する高調波発生機器の容量を 6 パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「等価容量」といいます。）を計算し，託送供給申込み時に当社にその値を通知していただきます。このうち，等価容量が 50kVA をこえる需要者（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「対象者」といいます。）が，本要件の対象となります。	イ　設置する高調波発生機器の容量を 6 パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「等価容量」といいます。）を計算し，託送供給申込み時に当社にその値を通知していただきます。このうち，等価容量が 50kVA をこえる需要者（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「対象者」といいます。）が，本要件の対象となります。
ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V 以下の系統に接続して使用する定格電流 20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器といたします。	ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V 以下の系統に接続して使用する定格電流 20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器といたします。
ハ　対象者がロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。 なお，ロに該当する高調波発生機器の新設，増設または更新等によって新たに対象者に該当する場合においても適用いたします。	ハ　対象者がロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。 なお，ロに該当する高調波発生機器の新設，増設または更新等によって新たに対象者に該当する場合においても適用いたします。
(2)　高調波流出電流の算出	(2)　高調波流出電流の算出
対象者は，系統に流出する高調波流出電流の算出を以下のとおり実施していただきます。	対象者は，系統に流出する高調波流出電流の算出を以下のとおり実施していただきます。
イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。	イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。
ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。	ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。
ハ　対象とする高調波の次数は，40 次以下といたします。	ハ　対象とする高調波の次数は，40 次以下といたします。
ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。	ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。
(3)　高調波流出電流の上限値	(3)　高調波流出電流の上限値
対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表Ⅲ－3（1kW あたりの高調波流出電流上限値）に示す値に接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値といたします。	対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表Ⅲ－3（1kW あたりの高調波流出電流上限値）に示す値に接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値といたします。
(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施	(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施
対象者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。	対象者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

表Ⅲ－3　1kW あたりの高調波流出電流上限値　（単位：mA／kW）

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
6.6kV	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

表Ⅲ－3　1kW あたりの高調波流出電流上限値　（単位：mA／kW）

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
6.6kV	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
	50　電圧変動対策 受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。
50　保護装置等の設置 (1)　需要設備の故障検出のため，短絡事故保護用として過電流リレーを，地絡事故保護用として地絡方向リレーを設置し，事故の除去および事故範囲の局限化等を行なうために，保護協調を行なっていただきます。 (2)　需要者が，次の原因等で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。 イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 ロ　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合 ハ　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合 ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合 ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合	51　保護装置等の設置 (1)　需要設備の故障検出のため，短絡事故保護用として過電流リレーを，地絡事故保護用として地絡方向リレーを設置し，事故の除去および事故範囲の局限化等を行なうために，保護協調を行なっていただきます。 (2)　需要者が，次の原因等で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。 イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 ロ　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合 ハ　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合 ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合 ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合
	52　サイバーセキュリティ対策 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
Ⅳ　特別高圧系統との連系に必要な技術要件	**Ⅳ　特別高圧系統との連系に必要な技術要件**
発電設備等および需要設備を当社の特別高圧系統（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。	発電設備等および需要設備を当社の特別高圧系統（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。
Ⅳ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件	**Ⅳ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件**
51　電　気　方　式 発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。	**53　電　気　方　式** 発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。
52　運転可能周波数・並列時許容周波数 (1)　運転可能周波数 発電設備等の運転可能周波数は，当社の周波数維持・制御方式との協調を図るため，原則として以下のとおりとしていただきます。 イ　連続運転可能周波数：48.5Hz 以上 50.5Hz 以下 ロ　運転限界周波数：47.0Hz 以下，51.5Hz 以上 周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hzまでは連続して運転が可能なものとしていただきます。 周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを 47.0Hz 以下，検出時限を自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒以上）。 (2)　並列時許容周波数 系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1Hz 以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1～1.0Hz）とします。ただし，離島等系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。	**54　運転可能周波数・並列時許容周波数** (1)　運転可能周波数 発電設備等の運転可能周波数は，当社の周波数維持・制御方式との協調を図るため，原則として以下のとおりとしていただきます。 イ　連続運転可能周波数：48.5Hz 以上 50.5Hz 以下 ロ　運転限界周波数：47.0Hz 以下，51.5Hz 以上 周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hzまでは連続して運転が可能なものとしていただきます。 周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを 47.0Hz 以下，検出時限を自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒以上）。 (2)　並列時許容周波数 系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1Hz 以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1～1.0Hz）とします。ただし，離島等系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。
53　力　　率 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として，発電設備等側からみて遅れ力率 90%から進み力率 95%としていただきます。 また，逆潮流がない場合は，原則として，供給地点における力率を系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。	**55　力　　率** 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として，発電設備等側からみて遅れ力率 90%から進み力率 95%としていただきます。 また，逆潮流がない場合は，原則として，供給地点における力率を系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。
54　高　　調　　波 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，78（高調波）に準じた対策を実施していただきます。	**56　高　　調　　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，80（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
55　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	**57　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
56　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。	**58　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。
57　不要解列の防止 (1)　保 護 協 調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定，公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづいて保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，81（保護協調）および 82（保護装置の設置）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。 ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。 ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として，発電設備等は解列しないこと。 ヘ　連系する系統から発電設備等が解列される場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。満たすべき FRT 要件は表Ⅳ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）のとおりです。	**59　不要解列の防止** (1)　保 護 協 調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定，公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづいて保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，84（保護協調）および 85（保護装置の設置）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。 ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。 ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として，発電設備等は解列しないこと。 ヘ　連系する系統から発電設備等が解列される場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。満たすべき FRT 要件は表Ⅳ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）のとおりです。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

表Ⅳ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

なお，運転を継続する周波数の範囲については 52（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準拠していただきます。

(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，図Ⅳ－1（連続運転の端子電圧および周波数変動範囲）の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

また，これをこえる端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

表Ⅳ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

なお，運転を継続する周波数の範囲については 54（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準拠していただきます。

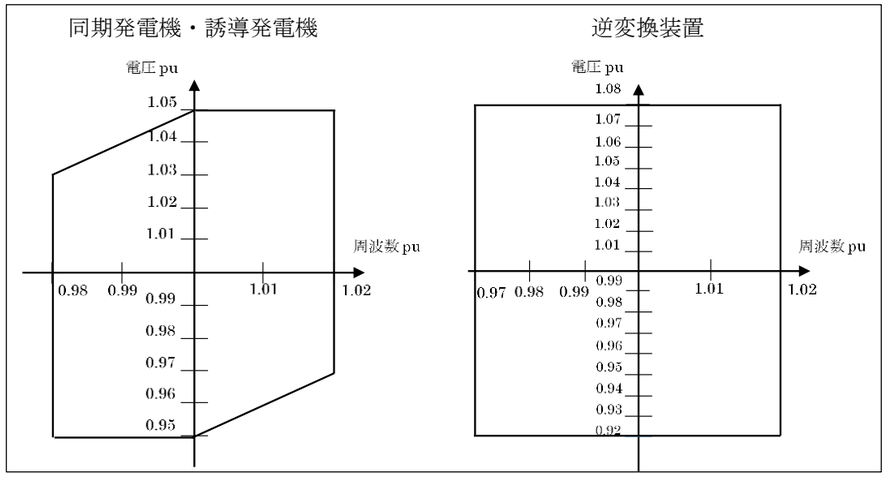
(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，図Ⅳ－1（連続運転の端子電圧および周波数変動範囲）の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

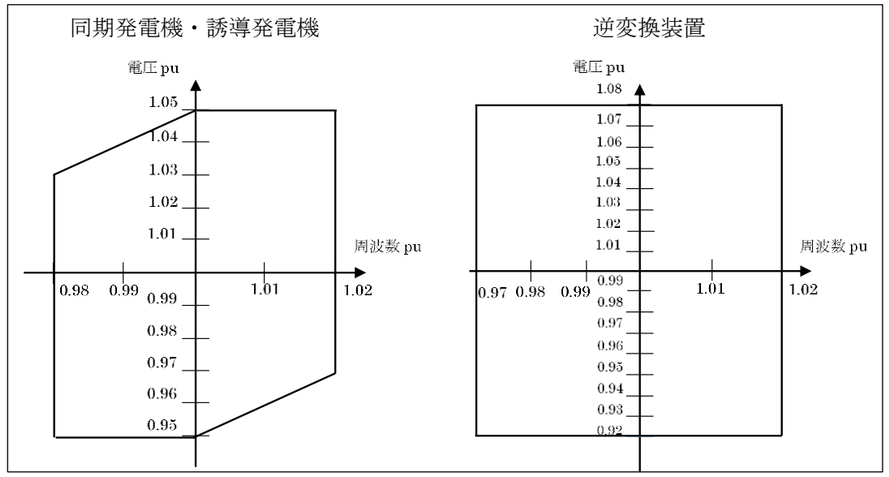
また，これをこえる端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）



図Ⅳ－1　連続運転の端子電圧および周波数変動範囲



図Ⅳ－1　連続運転の端子電圧および周波数変動範囲

ただし，周波数変動範囲に対しては，52（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準じた対策を実施していただきます。

ただし，周波数変動範囲に対しては，54（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準じた対策を実施していただきます。

58　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略できることといたします。

(2)　系統側事故対策

イ　短 絡 保 護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(イ)　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

(ロ)　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。

ロ　地 絡 保 護

系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(イ)　中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

(ロ)　中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該

60　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略できることといたします。

(2)　系統側事故対策

イ　短 絡 保 護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(イ)　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

(ロ)　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。

ロ　地 絡 保 護

系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(イ)　中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

(ロ)　中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。	リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。
a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合	a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合
b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合	b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合
c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合	c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合
(3)　単独運転防止対策	(3)　単独運転防止対策
イ　逆潮流がある場合	イ　逆潮流がある場合
適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の 40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。	適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の 40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。
なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。また，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。	なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。また，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。
また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。	また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。
ロ　逆潮流がない場合	ロ　逆潮流がない場合
単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。	単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。
(4)　事故波及防止対策	(4)　事故波及防止対策
発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。	発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。
(5)　構内設備事故対策	(5)　構内設備事故対策
イ　母 線 事 故	イ　母 線 事 故
構内母線事故時にはすみやかに当該遮断器を遮断するため,母線保護リレー等を設置していただきます。	構内母線事故時にはすみやかに当該遮断器を遮断するため,母線保護リレー等を設置していただきます。
ロ　変圧器事故	ロ　変圧器事故
変圧器事故時には変圧器に接続する全端子の遮断器を遮断するため,変圧器高圧側設置の過電流リレーまたは変圧器内部事故検出用の比率差動リレーを設置していただきます。	変圧器事故時には変圧器に接続する全端子の遮断器を遮断するため,変圧器高圧側設置の過電流リレーまたは変圧器内部事故検出用の比率差動リレーを設置していただきます。
(6)　事故除去時間	(6)　事故除去時間
中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下のとおり	中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下のとおり

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
としていただきます。 イ　遮断器：2サイクル以内 ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2サイクル以内 なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。 (7)　そ　の　他 受電側接続設備の標準的な送電線保護リレーは表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。 なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。	としていただきます。 イ　遮断器：2サイクル以内 ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2サイクル以内 なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。 (7)　そ　の　他 受電側接続設備の標準的な送電線保護リレーは表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。 なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。

変更前（令和5年12月27日実施）

表Ⅳ－2　標準的な送電線保護リレー

連系設備		電圧階級(kV)	保護種別	系列数	系統連系希望者側		当社電気所側	
					短絡	地絡	短絡	地絡
1回線	専用引出※1	187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		距離リレー		同左	
		66	主保護	1	短絡方向リレー(距離リレー※2)	地絡過電圧リレー	距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー
	分岐※1	187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		方向比較リレー(受信専用)		方向比較付距離リレー	
		66	主保護	1	短絡方向リレー(距離リレー※2)	地絡過電圧リレー	距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー
		33	主保護	1	過電流リレー		過電流リレー	
2回線	専用引出※1	275※3	主保護	2	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		距離リレー		同左	
		187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		方向比較付距離リレー		同左	
		66	主保護	1	回線選択リレー(PCM電流差動リレー※4)		同左	
			後備保護		距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー	同左	
	分岐※1	187※3	主保護	2	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		距離リレー		同左	
		66	主保護	1	回線選択リレー(PCM電流差動リレー※4)		同左	
			後備保護		距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー	同左	

※1　専用引出：当該系統連系希望者のみが連系する受電側接続設備を当社電気所から直接引き出す連系形態をいいます。
　　分　　岐：既設送電線から分岐する連系形態をいいます。
※2　距離リレーは，短絡方向リレーでは電源側の短絡検出リレーと協調が図れない場合に適用いたします。
※3　リレー盤新設の場合の標準的な構成は，主後一体型（PCM電流差動リレー／距離リレー）2系列といたします。
※4　PCM電流差動リレーは，短距離送電線，多端子系統，零相循環電流の発生等により回線選択方式が有効に機能しない場合に適用いたします。

59　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

なお，受電側接続設備の標準的な送電線再閉路方式は表Ⅳ－3（標準的な送電線再閉路方式）によります。

変更後（令和6年4月1日実施）

表Ⅳ－2　標準的な送電線保護リレー

連系設備		電圧階級(kV)	保護種別	系列数	系統連系希望者側		当社電気所側	
					短絡	地絡	短絡	地絡
1回線	専用引出※1	187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		距離リレー		同左	
		66	主保護	1	短絡方向リレー(距離リレー※2)	地絡過電圧リレー	距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー
	分岐※1	187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		方向比較リレー(受信専用)		方向比較付距離リレー	
		66	主保護	1	短絡方向リレー(距離リレー※2)	地絡過電圧リレー	距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー
		33	主保護	1	過電流リレー		過電流リレー	
2回線	専用引出※1	275※3	主保護	2	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		距離リレー		同左	
		187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		方向比較付距離リレー		同左	
		66	主保護	1	回線選択リレー(PCM電流差動リレー※4)		同左	
			後備保護		距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー	同左	
	分岐※1	187※3	主保護	2	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		距離リレー		同左	
		66	主保護	1	回線選択リレー(PCM電流差動リレー※4)		同左	
			後備保護		距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー	同左	

※1　専用引出：当該系統連系希望者のみが連系する受電側接続設備を当社電気所から直接引き出す連系形態をいいます。
　　分　　岐：既設送電線から分岐する連系形態をいいます。
※2　距離リレーは，短絡方向リレーでは電源側の短絡検出リレーと協調が図れない場合に適用いたします。
※3　リレー盤新設の場合の標準的な構成は，主後一体型（PCM電流差動リレー／距離リレー）2系列といたします。
※4　PCM電流差動リレーは，短距離送電線，多端子系統，零相循環電流の発生等により回線選択方式が有効に機能しない場合に適用いたします。

61　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

なお，受電側接続設備の標準的な送電線再閉路方式は表Ⅳ－3（標準的な送電線再閉路方式）によります。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

表Ⅳ－3　標準的な送電線再閉路方式

電圧階級（kV）		適用再閉路方式	方式概要
275, 187	1 回線	高速度単相＋低速度三相再閉路	1 線地絡事故の場合に，事故相のみを遮断し，当該相のみを高速に再閉路する方式（低速度三相再閉路は 66, 33kV の項参照）
	2 回線	高速度多相＋低速度三相再閉路	平行 2 回線送電線の事故で，異なる二相以上が健全な場合に，事故相のみを遮断し，当該相のみを高速に再閉路する方式（低速度三相再閉路は 66, 33kV の項参照）
66, 33		低速度三相再閉路	当該回線の事故時に，三相一括遮断し，回線単位に三相一括で再閉路する方式

60　**保護装置の設置場所**

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

61　**解　列　箇　所**

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用遮断器
(2)　発電設備等出力端遮断器
(3)　発電設備等連絡用遮断器
(4)　母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

62　**保護リレーの設置相数**

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。
(2)　過電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは 1 相設置とすること。
(3)　不足電力リレーは 2 相設置とすること。
(4)　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは 3 相設置とすること。

表Ⅳ－3　標準的な送電線再閉路方式

電圧階級（kV）		適用再閉路方式	方式概要
275, 187	1 回線	高速度単相＋低速度三相再閉路	1 線地絡事故の場合に，事故相のみを遮断し，当該相のみを高速に再閉路する方式（低速度三相再閉路は 66, 33kV の項参照）
	2 回線	高速度多相＋低速度三相再閉路	平行 2 回線送電線の事故で，異なる二相以上が健全な場合に，事故相のみを遮断し，当該相のみを高速に再閉路する方式（低速度三相再閉路は 66, 33kV の項参照）
66, 33		低速度三相再閉路	当該回線の事故時に，三相一括遮断し，回線単位に三相一括で再閉路する方式

62　**保護装置の設置場所**

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

63　**解　列　箇　所**

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用遮断器
(2)　発電設備等出力端遮断器
(3)　発電設備等連絡用遮断器
(4)　母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

64　**保護リレーの設置相数**

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。
(2)　過電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは 1 相設置とすること。
(3)　不足電力リレーは 2 相設置とすること。
(4)　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは 3 相設置とすること。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
63　自動負荷制限および発電抑制 (1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。 また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。 なお，この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。 ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。 (2)　あらかじめ当社が指定した送電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下，「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－1 電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下，「Ｎ－1 電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－1 電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－1 電制装置の設置およびその他Ｎ－1 電制の実施に必要な対応をしていただきます。	**65　自動負荷制限および発電抑制** (1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。 また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。 なお，この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。 ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。 (2)　あらかじめ当社が指定した送電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下，「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－1 電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下，「Ｎ－1 電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－1 電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－1 電制装置の設置およびその他Ｎ－1 電制の実施に必要な対応をしていただきます。
64　線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置することといたします。 ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように 2 系列化されているときは，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 なお，2 系列を構成する装置については，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。 (1)　2 系列の保護リレーのうちの 1 系列は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。 (2)　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できるものといたします。 (3)　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できるものといたします。	**66　線路無電圧確認装置の設置** 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置することといたします。 ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように 2 系列化されているときは，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 なお，2 系列を構成する装置については，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。 (1)　2 系列の保護リレーのうちの 1 系列は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。 (2)　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できるものといたします。 (3)　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できるものといたします。
65　発電機運転制御装置の付加 (1)　系統安定化，潮流制御のための機能 系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，次の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。 なお，設置については個別に協議させていただきます。 イ　PSS(Power System Stabilizer) ロ　超速応励磁自動電圧調整機能 (2)　周波数調整のための機能 火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，次	**67　発電機運転制御装置の付加** (1)　系統安定化，潮流制御のための機能 系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，次の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。 なお，設置については個別に協議させていただきます。 イ　PSS(Power System Stabilizer) ロ　超速応励磁自動電圧調整機能 (2)　周波数調整のための機能 火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，次

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
の周波数調整機能を具備していただきます。 なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。 イ　ガバナフリー（GF）運転機能 タービンの調速機（以下，「ガバナ」といいます。）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー〔GF〕運転）する機能を具備すること。 ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からのLFC信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。 ハ　周波数変動補償機能 標準周波数±0.1Hzをこえた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。 ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。 ホ　出力低下防止機能 100MW以上の火力発電設備は，周波数48.5Hzまでは発電機出力を低下しない，周波数48.5Hz以下については，1Hz低下するごとに5%以内の出力低下に抑える，または，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 また，具体的な発電設備の性能は，表Ⅳ－4（具体的な発電設備の性能）に示すとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。	の周波数調整機能を具備していただきます。 なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。 イ　ガバナフリー（GF）運転機能 タービンの調速機（以下，「ガバナ」といいます。）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー〔GF〕運転）する機能を具備すること。 ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からのLFC信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。 ハ　周波数変動補償機能 標準周波数±0.1Hzをこえた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。 ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。 ホ　出力低下防止機能 100MW以上の火力発電設備は，周波数48.5Hzまでは発電機出力を低下しない，周波数48.5Hz以下については，1Hz低下するごとに5%以内の出力低下に抑える，または，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 また，具体的な発電設備の性能は，表Ⅳ－4（具体的な発電設備の性能）に示すとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

表Ⅳ－4　具体的な発電設備の性能

	発電機定格出力	100MW 以上	
		ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※7
機能・仕様等	GF 調定率	4%以下	4%以下
	GF 幅※1	5%以上 （定格出力基準）	3%以上 （定格出力基準）
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始， 10 秒以内に GF 幅の出力変化完了※5	
	LFC 幅	±5%以上 （定格出力基準）	±5%以上 （定格出力基準）
	LFC 変化速度※2	5%／分以上 （定格出力基準）	1%／分以上 （定格出力基準）
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
	EDC 変化速度※2	5%／分以上 （定格出力基準）	1%／分以上 （定格出力基準）
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
	EDC＋LFC 変化速度	10%／分以上 （定格出力基準）	1%／分以上 （定格出力基準）
	最低出力※3※4 （定格出力基準）	50%以下 DSS 機能具備※6	30%以下

※1　ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（以下，「GT および GTCC」といいます。）については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の 5%以上，その他の発電機については定格出力の 3%以上を確保。定格出力付近等の要件を満たせない出力帯については別途協議

※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議

※3　気化ガス（BOG）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議

※4　EDC・LFC 指令で制御可能な最低出力

※5　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

※6　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで 8 時間以内で可能なこと。

※7　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

表Ⅳ－4　具体的な発電設備の性能

	発電機定格出力	100MW 以上	
		ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※7
機能・仕様等	GF 調定率	4%以下	4%以下
	GF 幅※1	5%以上 （定格出力基準）	3%以上 （定格出力基準）
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始， 10 秒以内に GF 幅の出力変化完了※5	
	LFC 幅	±5%以上 （定格出力基準）	±5%以上 （定格出力基準）
	LFC 変化速度※2	5%／分以上 （定格出力基準）	1%／分以上 （定格出力基準）
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
	EDC 変化速度※2	5%／分以上 （定格出力基準）	1%／分以上 （定格出力基準）
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
	EDC＋LFC 変化速度	10%／分以上 （定格出力基準）	1%／分以上 （定格出力基準）
	最低出力※3※4 （定格出力基準）	50%以下 DSS 機能具備※6	30%以下

※1　ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（以下，「GT および GTCC」といいます。）については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の 5%以上，その他の発電機については定格出力の 3%以上を確保。定格出力付近等の要件を満たせない出力帯については別途協議

※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議

※3　気化ガス（BOG）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議

※4　EDC・LFC 指令で制御可能な最低出力

※5　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

※6　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで 8 時間以内で可能なこと。

※7　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC指令値およびLFC指令値等）を受信する機能，および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GTおよびGTCCのみ。〕，EDC・LFC使用／除外等）を送信する機能を具備していただきます。	また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC指令値およびLFC指令値等）を受信する機能，および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GTおよびGTCCのみ。〕，EDC・LFC使用／除外等）を送信する機能を具備していただきます。
(3)　早期再並列のための機能 定格出力の合計が400MW以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。	(3)　早期再並列のための機能 定格出力の合計が400MW以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。
(4)　電圧調整のための機能 イ　187kV　以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。 ロ　受電電圧が110kV以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。	(4)　電圧調整のための機能 イ　187kV　以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。 ロ　受電電圧が110kV以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。
66　**中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施** 中性点の接地が必要な場合は，昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。 また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。	68　**中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施** 中性点の接地が必要な場合は，昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。 また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。
67　**直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。	69　**直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。
68　**電　圧　変　動** (1)　常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±1～2%以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±2%を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±2%程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。	70　**電　圧　変　動** (1)　常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±1～2%以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±2%を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±2%程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。	ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。
ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の 2%を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。	ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の 2%を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。
ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。	ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。
(イ)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカ等が適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。	(イ)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカ等が適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。
(ロ)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカ等が適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等を設置すること。	(ロ)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカ等が適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等を設置すること。
［対策要否の判定基準例］ 受電地点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。	［対策要否の判定基準例］ 受電地点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。
(3)　そ　の　他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。	(3)　そ　の　他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。
69　**出　力　変　動** 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 風力発電設備の場合は，次のとおりです。 (1)　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での 5 分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10%以下となるよう対策を行なうこと。 なお，ウィンドファームコントローラーを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。 (2)　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。 (3)　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。 なお，調定率は，2～5%の範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.1Hz とする。	71　**出　力　変　動** 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 風力発電設備の場合は，次のとおりです。 (1)　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での 5 分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10%以下となるよう対策を行なうこと。 なお，ウィンドファームコントローラーを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。 (2)　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。 (3)　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。 なお，調定率は，2～5%の範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.1Hz とする。
70　**短絡電流および地絡電流対策** 発電設備等の連系により系統の短絡電流および地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流および地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	72　**短絡電流および地絡電流対策** 発電設備等の連系により系統の短絡電流および地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流および地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
71　**発電機定数・諸元** 連系系統や電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡電流および地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等の定数は，表Ⅳ－5（標準的な火力発電機の定数）に示す項目と	73　**発電機定数・諸元** 連系系統や電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡電流および地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等の定数は，表Ⅳ－5（標準的な火力発電機の定数）に示す項目と

変更前（令和5年12月27日実施）

いたします。

表Ⅳ－5　標準的な火力発電機の定数

発電機定数	標準的な値
直軸過渡リアクタンス　（Xd’）	21　～　34　（%）※（不飽和値）
直軸初期過渡リアクタンス（Xd”）	14　～　28　（%）※（不飽和値）
直軸同期リアクタンス　（Xd）	150　～　230　（%）※
直軸開路時定数　（Tdo’）	5.0　～　10.0　（sec）
直軸初期開路時定数　（Tdo”）	0.03　～　0.10　（sec）
単位慣性定数　（2H）	7　～　20　（kW･sec／kVA）

※　発電機定格容量ベース

当社の求めに応じて，表Ⅳ－6（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。

表Ⅳ－6　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料

変更後（令和6年4月1日実施）

いたします。

表Ⅳ－5　標準的な火力発電機の定数

発電機定数	標準的な値
直軸過渡リアクタンス　（Xd’）	21　～　34　（%）※（不飽和値）
直軸初期過渡リアクタンス（Xd”）	14　～　28　（%）※（不飽和値）
直軸同期リアクタンス　（Xd）	150　～　230　（%）※
直軸開路時定数　（Tdo’）	5.0　～　10.0　（sec）
直軸初期開路時定数　（Tdo”）	0.03　～　0.10　（sec）
単位慣性定数　（2H）	7　～　20　（kW･sec／kVA）

※　発電機定格容量ベース

当社の求めに応じて，表Ⅳ－6（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。

表Ⅳ－6　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

電源種	設備	諸元
共通	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

電源種	設備	諸元
共通	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

電源種	設　備	諸　元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他）
		応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水　力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）

変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

電源種	設　備	諸　元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他）
		応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水　力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

72 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡電流および地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

73 連絡体制

(1) 発電者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，33kV 以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

74 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡電流および地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

75 連絡体制

(1) 発電者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，33kV 以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
イ　専用保安通信用電話設備 ロ　電気通信事業者の専用回線電話 ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 (イ)　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 (ロ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 (ハ)　停電時においても通話可能なものであること。 (ニ)　災害時等において当社制御所等と連絡が取れない場合には，当社制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。 (2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として，表Ⅳ－7（系統運用上等必要な情報）に示す項目といたします。	イ　専用保安通信用電話設備 ロ　電気通信事業者の専用回線電話 ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 (イ)　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 (ロ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 (ハ)　停電時においても通話可能なものであること。 (ニ)　災害時等において当社制御所等と連絡が取れない場合には，当社制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。 (2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として，表Ⅳ－7（系統運用上等必要な情報）に示す項目といたします。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）

表Ⅳ－7　系統運用上等必要な情報

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	線路保護リレーの切替開閉器の状態
	線路保護リレーの異常表示
	構内保護（母線保護）リレーの動作状態
	電圧・無効電力の制御モード
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量（風力もしくは太陽光発電設備の場合）
	引込口（受電地点）の無効電力量（風力もしくは太陽光発電設備の場合）
	代表風車地点の風向・風速※2（風力発電設備の場合）
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）
	全天日射強度（太陽光発電設備の場合）

※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備 1 台毎に設置していただきます。

※2　ナセルで計測する風向・風速

※3　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

74　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）

表Ⅳ－7　系統運用上等必要な情報

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	線路保護リレーの切替開閉器の状態
	線路保護リレーの異常表示
	構内保護（母線保護）リレーの動作状態
	電圧・無効電力の制御モード
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量（風力もしくは太陽光発電設備の場合）
	引込口（受電地点）の無効電力量（風力もしくは太陽光発電設備の場合）
	代表風車地点の風向・風速※2（風力発電設備の場合）
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）
	全天日射強度（太陽光発電設備の場合）

※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備 1 台毎に設置していただきます。

※2　ナセルで計測する風向・風速

※3　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

76　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
75　**サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。	77　**サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。
上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。
Ⅳ－2　需要設備の連系に必要な技術要件	**Ⅳ－2　需要設備の連系に必要な技術要件**
76　**電　気　方　式** 需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流三相3線式）と同一としていただきます。	78　**電　気　方　式** 需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流三相3線式）と同一としていただきます。
77　**力　　率** 需要者の供給地点における力率は，原則として，系統側からみて遅れ力率85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。 また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。	79　**力　　率** 需要者の供給地点における力率は，原則として，系統側からみて遅れ力率85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。 また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。
78　**高　調　波** 高調波発生機器を使用した電気設備を当社系統に接続する場合に，その高調波電流を抑制するため，以下の要件を遵守していただきます。 (1)　対象となる需要者 イ　設置する高調波発生機器の容量を6パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「等価容量」といいます。）を計算し，託送供給申込み時に当社にその値を通知していただきます。このうち，以下に該当する需要者（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「対象者」といいます。）が，本要件の対象となります。 (イ)　22kVまたは33kVの系統に連系する需要者であって，等価容量の合計が300kVAをこえる場合 (ロ)　66kV以上の系統に連系する需要者であって，等価容量の合計が2,000kVAをこえる場合 ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V以下の系統に接続して使用する定格電流20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器といたします。 ハ　対象者がロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。	80　**高　調　波** 高調波発生機器を使用した電気設備を当社系統に接続する場合に，その高調波電流を抑制するため，以下の要件を遵守していただきます。 (1)　対象となる需要者 イ　設置する高調波発生機器の容量を6パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「等価容量」といいます。）を計算し，託送供給申込み時に当社にその値を通知していただきます。このうち，以下に該当する需要者（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「対象者」といいます。）が，本要件の対象となります。 (イ)　22kVまたは33kVの系統に連系する需要者であって，等価容量の合計が300kVAをこえる場合 (ロ)　66kV以上の系統に連系する需要者であって，等価容量の合計が2,000kVAをこえる場合 ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V以下の系統に接続して使用する定格電流20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器といたします。 ハ　対象者がロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）

なお，ロに該当する高調波発生機器の新設，増設または更新等によって新たに対象者に該当する場合においても適用いたします。

(2)　高調波流出電流の算出

対象者は，系統に流出する高調波流出電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3)　高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表Ⅳ－8（1kWあたりの高調波流出電流上限値）に示す値に接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値といたします。

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

表Ⅳ－8　1kWあたりの高調波流出電流上限値　（単位：mA／kW）

連系電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33kV	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110kV	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
187kV	0.21	0.15	0.10	0.08	0.06	0.06	0.05	0.04
275kV	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

79　**電圧フリッカ**

需要者の設備にフリッカ発生源がある場合は，必要に応じて需要者においてフリッカ抑制対策を実施していただきます。

なお，フリッカ値は，原則として1時間分のΔV_{10}値（1分データ）の4番目最大値が0.45V以下となるようにしていただきます。

80　**電圧不平衡**

三相同期発電機や三相誘導電動機等の回転機では，電圧不平衡により逆相電流が発生し，過熱する場合があるため，電圧不平衡率が3%程度を逸脱する場合は，負荷のアンバランス是正，または専用の接続設備により連系する等，必要な対策を実施していただきます。

なお，ロに該当する高調波発生機器の新設，増設または更新等によって新たに対象者に該当する場合においても適用いたします。

(2)　高調波流出電流の算出

対象者は，系統に流出する高調波流出電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3)　高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表Ⅳ－8（1kWあたりの高調波流出電流上限値）に示す値に接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値といたします。

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

表Ⅳ－8　1kWあたりの高調波流出電流上限値　（単位：mA／kW）

連系電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33kV	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110kV	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
187kV	0.21	0.15	0.10	0.08	0.06	0.06	0.05	0.04
275kV	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

81　**電圧フリッカ**

需要者の設備にフリッカ発生源がある場合は，必要に応じて需要者においてフリッカ抑制対策を実施していただきます。

なお，フリッカ値は，原則として1時間分のΔV_{10}値（1分データ）の4番目最大値が0.45V以下となるようにしていただきます。

82　**電圧不平衡**

三相同期発電機や三相誘導電動機等の回転機では，電圧不平衡により逆相電流が発生し，過熱する場合があるため，電圧不平衡率が3%程度を逸脱する場合は，負荷のアンバランス是正，または専用の接続設備により連系する等，必要な対策を実施していただきます。

変更前（令和 5 年 12 月 27 日実施）	変更後（令和 6 年 4 月 1 日実施）
	83　電圧変動対策 受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。
81　保　護　協　調 構内設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定，公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。 (1)　構内設備の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，構内設備を当該系統から遮断すること。 (2)　連系する系統に事故が発生した場合は，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内設備を遮断すること。 (3)　連系する系統以外の事故時には，原則として構内設備は遮断されないこと。	84　保　護　協　調 構内設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定，公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。 (1)　構内設備の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，構内設備を当該系統から遮断すること。 (2)　連系する系統に事故が発生した場合は，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内設備を遮断すること。 (3)　連系する系統以外の事故時には，原則として構内設備は遮断されないこと。
82　保護装置の設置 (1)　構内設備故障対策 構内設備故障時の保護のため，過電流リレーおよび地絡過電流リレー等を設置していただきます。また，変圧器保護として過電流リレーまたは比率差動リレーを設置していただきます。この他，中性点直接接地系統に連系する場合は高速遮断ができる母線保護リレー等を設置していただきます。 なお，中性点直接接地系統において，構内設備故障時の停電範囲の局限化のために送電線保護を必要とする場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。送電線保護リレーは，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。 (2)　系統側事故対策 常時 2 回線連系等，送電線保護が必要となる場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。送電線保護リレーは，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。 また，連系された系統の事故時に早期復旧を図るため自動再閉路装置を採用する必要がある場合には，別途協議させていただきます。	85　保護装置の設置 (1)　構内設備故障対策 構内設備故障時の保護のため，過電流リレーおよび地絡過電流リレー等を設置していただきます。また，変圧器保護として過電流リレーまたは比率差動リレーを設置していただきます。この他，中性点直接接地系統に連系する場合は高速遮断ができる母線保護リレー等を設置していただきます。 なお，中性点直接接地系統において，構内設備故障時の停電範囲の局限化のために送電線保護を必要とする場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。送電線保護リレーは，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。 (2)　系統側事故対策 常時 2 回線連系等，送電線保護が必要となる場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。送電線保護リレーは，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。 また，連系された系統の事故時に早期復旧を図るため自動再閉路装置を採用する必要がある場合には，別途協議させていただきます。
83　連　絡　体　制 (1)　需要者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等には，当社制御所等と需要者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社制御所等と需要者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，33kV 以下の特別高圧電線路と連系する場合で，かつ以下に示す条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話等を使用することができるものとし，別途協議させていただきます。 イ　需要者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，需要設備の保守監視場所に常時設置されていること。 ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。	86　連　絡　体　制 (1)　需要者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等には，当社制御所等と需要者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社制御所等と需要者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，33kV 以下の特別高圧電線路と連系する場合で，かつ以下に示す条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話等を使用することができるものとし，別途協議させていただきます。 イ　需要者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，需要設備の保守監視場所に常時設置されていること。 ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。

変更前（令和5年12月27日実施）	変更後（令和6年4月1日実施）
ハ　停電時においても通話可能なものであること。 (2)　系統運用上必要な情報を当社制御所等に伝送するために，情報伝送装置を設置させていただきます。また，情報伝送装置により伝送していただく情報項目は，表Ⅳ－9（系統運用上必要な情報）に示す項目といたします。 なお，設備構成等により，これ以外の遮断器の開閉状態に関する情報等が必要となる場合があります。	ハ　停電時においても通話可能なものであること。 (2)　系統運用上必要な情報を当社制御所等に伝送するために，情報伝送装置を設置させていただきます。また，情報伝送装置により伝送していただく情報項目は，表Ⅳ－9（系統運用上必要な情報）に示す項目といたします。 なお，設備構成等により，これ以外の遮断器の開閉状態に関する情報等が必要となる場合があります。
表Ⅳ－9　系統運用上必要な情報 情報種別：スーパービジョン／テレメータ 情報内容※1：連系用遮断器の開閉状態／連系用断路器の開閉状態／連系送電線用接地開閉器の開閉状態／構内保護（母線保護）リレーの動作状態※2／供給地点の有効電力	**表Ⅳ－9　系統運用上必要な情報** 情報種別：スーパービジョン／テレメータ 情報内容※1：連系用遮断器の開閉状態／連系用断路器の開閉状態／連系送電線用接地開閉器の開閉状態／構内保護（母線保護）リレーの動作状態※2／供給地点の有効電力
※1　表中に記載されていないものについては別途協議 ※2　保護リレー装置の動作表示には，不良表示および切替開閉器の状態表示を含みます。	※1　表中に記載されていないものについては別途協議 ※2　保護リレー装置の動作表示には，不良表示および切替開閉器の状態表示を含みます。
	87　サイバーセキュリティ対策 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

以　上

３．電気事業法施行規則第 17 条の４第１項の規定により
提出した書類の写し

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

北ネ企第20号
令和5年9月29日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

札幌市中央区大通東１丁目２番地
北海道電力ネットワーク株式会社
代表取締役社長　細野　一広

次のとおり収入の見通しの変更の承認を受けたいので,電気事業法第17条の2第4項の規定により申請します。

変更の内容	別紙のとおりであります。
変更年月日	令和６年４月１日

別　紙

電気事業法施行規則第 17 条の４の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

2022年度の実績が確定していなかったことにより直近で承認を受けた収入の見通しに織り込むことができなかった「インバランス収支過不足」「追加供給kWh公募費用」および「最終保障供給取引に係る損益」について実績が確定したことや，第62回総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会（2023年5月30日開催）において「容量拠出金（稀頻度リスク対応分）」について託送料金で負担する整理がなされたことに加えて，直近で承認を受けた収入の見通しに想定値を織り込んでいた「電源Ⅰ・Ⅰ’公募費用」「ブラックスタート電源確保費用」および「容量拠出金（2026年度約定分）」について約定結果または公募結果が示されたことを踏まえ，託送供給等に係る収入の見通しを変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第17条の２第４項の規定にもとづき，ここに託送供給等に係る収入の見通しの変更を申請する次第であります。

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
	役員給与	99,850	99,850	99,850	99,849	99,849	499,248	99,850	
	給料手当	21,017,095	20,797,902	20,450,581	20,048,439	19,783,320	102,097,337	20,419,467	
	給料手当振替額（貸方）	▲ 556,460	▲ 556,460	▲ 556,460	▲ 556,460	▲ 556,461	▲ 2,782,301	▲ 556,460	▲表示で記載
	退職給与金 ※1	1,470,220	1,358,049	1,259,533	1,171,313	1,087,376	6,346,491	1,269,298	
	厚生費	4,058,763	4,014,074	3,949,050	3,873,020	3,823,384	19,718,291	3,943,658	
	委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	
	委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	
	雑給	821,907	777,246	772,781	772,781	772,781	3,917,496	783,499	
	（人件費計）	(26,911,375)	(26,490,661)	(25,975,335)	(25,408,942)	(25,010,249)	(129,796,562)	(25,959,312)	
	修繕費 ※2	3,911,337	3,949,744	3,946,368	3,465,043	3,833,399	19,105,891	3,821,178	
	研究費	595,512	590,931	595,125	595,125	595,125	2,971,818	594,364	
	消耗品費	536,474	536,474	536,474	536,474	536,474	2,682,370	536,474	
	損害保険料	25,483	25,483	25,483	25,483	25,483	127,415	25,483	
	養成費	201,300	201,300	201,300	201,300	201,301	1,006,501	201,300	
	建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 55,913	▲ 55,913	▲ 55,913	▲ 55,913	▲ 55,914	▲ 279,566	▲ 55,913	▲表示で記載
	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 928	▲ 928	▲ 928	▲ 928	▲ 927	▲ 4,639	▲ 928	▲表示で記載
	委託費 ※3	10,195,821	7,620,803	8,026,543	8,071,041	8,350,054	42,264,262	8,452,852	
	普及開発関係費	1,697	1,697	1,697	1,696	1,696	8,483	1,697	
	諸費 ※4	10,821,865	10,338,407	10,209,731	10,285,919	10,314,926	51,970,848	10,394,170	
	電気事業雑収益 ※5	▲ 342,334	▲ 78,095	▲ 48,215	▲ 48,215	▲ 48,215	▲ 565,074	▲ 113,015	▲表示で記載
第１区分費用計		52,801,689	49,620,564	49,413,000	48,485,967	48,763,651	249,084,871	49,816,974	
	修繕費 ※6	20,855,654	20,119,052	20,537,892	21,596,824	21,650,515	104,759,937	20,951,987	
	委託費 ※7	2,246,745	2,673,197	555,057	711,904	304,287	6,491,190	1,298,238	
	諸費 ※8	5,973	18,305	2,851	0	0	27,129	5,426	
	減価償却費 ※9	1,004,717	3,180,745	5,099,139	6,867,751	8,399,306	24,551,658	4,910,332	
	固定資産税 ※10	0	385,282	870,262	1,308,728	1,789,248	4,353,520	870,704	
第２区分費用計		24,113,089	26,376,581	27,065,201	30,485,207	32,143,356	140,183,434	28,036,687	

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
次世代投資費用		4,046,925	4,589,019	3,925,258	10,717,800	8,088,878	31,367,880	6,273,576	
	修繕費 ※11	12,332,956	12,314,027	12,360,214	12,083,984	12,035,988	61,127,169	12,225,434	
	委託費 ※12	3,230,154	3,284,576	3,011,746	2,996,458	2,981,170	15,504,104	3,100,821	
	固定資産除却費	7,124,095	8,376,549	9,562,732	7,835,664	7,339,172	40,238,212	8,047,642	
	賃借料 ※13	2,756,493	2,863,349	2,848,393	2,833,935	2,819,476	14,121,646	2,824,329	
	託送料 ※14	1,960,376	1,960,376	1,960,376	1,960,376	1,960,376	9,801,880	1,960,376	
	共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	
	共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	
	地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	
	一般送配電事業等に係る電力料 ※15	1,265,181	1,258,824	1,252,466	1,246,108	1,239,751	6,262,330	1,252,466	
	需給調整市場手数料 ※16	14,425	14,425	14,425	14,425	14,425	72,125	14,425	
	電力費振替勘定（貸方）	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 77,705	▲ 15,541	▲表示で記載
	開発費	0	0	0	0	0	0	0	
	株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	
	社債発行費	120,018	120,018	120,018	120,018	120,017	600,089	120,018	
	開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	
	株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	
	社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	
	廃炉等負担金	0	0	0	0	0	0	0	
	離島等供給に係る費用 ※17	3,470,153	3,593,547	3,469,377	3,519,800	3,391,887	17,444,764	3,488,953	
	離島等供給に係る収益 ※18	▲ 1,320,282	▲ 1,319,767	▲ 1,297,241	▲ 1,296,922	▲ 1,274,508	▲ 6,508,720	▲ 1,301,744	▲表示で記載
	（何）	0	0	0	0	0	0	0	
第3区分費用計		30,938,028	32,450,383	33,286,965	31,298,305	30,612,213	158,585,894	31,717,179	

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
	地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	託送収益 ※19	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 593,075	▲ 118,615	▲表示で記載
	事業者間精算収益	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 6,859,935	▲ 1,371,987	▲表示で記載
	電気事業雑収益 ※20	▲ 5,089,361	▲ 4,989,569	▲ 4,934,302	▲ 4,934,302	▲ 5,149,923	▲ 25,097,457	▲ 5,019,491	▲表示で記載
	預金利息	▲ 217	▲ 217	▲ 217	▲ 217	▲ 217	▲ 1,085	▲ 217	▲表示で記載
控除収益計		▲ 6,580,180	▲ 6,480,388	▲ 6,425,121	▲ 6,425,121	▲ 6,640,742	▲ 32,551,552	▲ 6,510,310	
	減価償却費 ※21	27,235,443	26,502,105	24,460,264	22,474,138	20,559,009	121,230,959	24,246,192	
	退職給与金 ※22	660,936	513,728	127,580	572,318	0	1,874,562	374,912	
	ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	98,626	14,795	0	0	0	113,421	22,684	
	賃借料 ※23	2,887,890	2,887,890	2,887,890	2,887,890	2,887,890	14,439,450	2,887,890	
	諸費 ※24	511,704	513,609	513,945	514,314	514,529	2,568,101	513,620	
	貸倒損	90,847	90,847	90,847	90,847	90,848	454,236	90,847	貸方の場合は▲表示で記載
	振替損失調整額	189,168	189,168	189,168	189,168	189,168	945,840	189,168	
	インバランス収支過不足額 ※25	294,328	3,501,389	3,501,390	3,501,390	3,501,390	14,299,887	2,859,977	貸方の場合は▲表示で記載
	電源開発促進税	10,879,875	10,847,625	10,837,875	10,833,000	10,852,125	54,250,500	10,850,100	
	事業税	2,306,638	2,312,339	2,288,237	2,362,541	2,311,680	11,581,435	2,316,287	
	雑税	170,204	170,204	170,205	170,205	170,205	851,023	170,205	
	法人税等	440,085	440,085	440,086	440,086	440,086	2,200,428	440,086	
	賠償負担金相当金	1,250,746	1,250,746	1,250,746	1,250,746	1,250,746	6,253,730	1,250,746	
	廃炉円滑化負担金相当金	0	0	0	0	0	0	0	
	固定資産税 ※26	7,038,191	6,717,473	6,407,004	6,016,984	5,634,243	31,813,895	6,362,779	
	調整力の確保に要する費用 ※27	1,879,785	4,323,857	2,518,124	3,060,692	3,322,041	15,104,499	3,020,900	貸方の場合は▲表示で記載
	再給電に要する費用 ※28	0	0	0	0	0	0	0	
制御不能費用計		55,934,466	60,275,860	55,683,361	54,364,319	51,723,960	277,981,966	55,596,393	

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
	託送料 ※29	4,546,318	4,546,455	4,517,526	4,527,858	4,566,445	22,704,602	4,540,920	
	補償費	323,611	323,611	323,611	323,611	323,610	1,618,054	323,611	
	事業者間精算費	205,184	205,184	205,184	205,184	205,184	1,025,920	205,184	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	201,182	201,182	201,182	201,182	201,182	1,005,910	201,182	
	調整力の確保に要する費用 ※31	21,294,528	19,198,758	22,516,038	19,489,020	19,240,224	101,738,568	20,347,714	
	発電抑制に要する費用 ※32	740	1,120	1,860	2,230	2,970	8,920	1,784	
事後検証費用		26,571,563	24,476,310	27,765,401	24,749,085	24,539,615	128,101,974	25,620,395	
事業報酬		9,686,044	9,929,141	10,181,422	10,437,610	10,716,899	50,951,116	10,190,223	
追加事業報酬		416,209	418,363	435,457	450,256	521,944	2,242,229	448,446	
収入の見通し計		197,927,833	201,655,833	201,330,944	204,563,428	200,469,774	1,005,947,812	201,189,562	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。

※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。

※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。

※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。

※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。

※6：取替修繕費及び修繕費であって配電設備及び業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。

※7：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。

※8：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。

※9：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※10：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する税額に限る。

※11：第３条及び第４条に規定するものを除く。

※12：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。

※13：第６条に規定するものを除く。

※14：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。

※15：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。

※16：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。

※17：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。

※18：送配電等業務に係る収益を除く。

※19：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。

※20：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。

※21：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※22：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。

※23：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。

※24：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。

※25：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。

※26：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。

※27：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。

※28：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

※29：連系線の増強等に係る費用に限る。

※30：災害等扶助交付金を含む。

※31：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等（再生可能エネルギー電気特措法第２条第５項に規定する認定発電設備（同条第３項第１号に掲げる太陽光及び同項第２号に掲げる風力を電気に変換するものに限る。）から供出される電力量について、翌日市場（一般社団法人日本卸電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行うための卸電力取引市場をいう。）の売買取引が行われる日の午前六時における一般送配電事業者による予測値と当該売買取引に係る電力の受渡しを行う一時間前における当該一般送配電事業者による予測値との差を調整するための調整電源等を除く。）を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。

※32：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

様式第２（第３条から第１１条まで関係）

第１表

第１区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
役員給与	263,989	260,340	243,429	105,079	114,899	987,736	197,547	99,850	99,850	99,850	99,849	99,849	499,248	99,850	
給料手当	25,540,285	26,128,529	25,965,062	21,660,285	21,703,650	120,997,811	24,199,562	21,017,095	20,797,902	20,450,581	20,048,439	19,783,320	102,097,337	20,419,467	
給料手当振替額（貸方）	▲ 616,033	▲ 639,006	▲ 642,953	▲ 452,568	▲ 429,121	▲ 2,779,681	▲ 555,936	▲ 556,460	▲ 556,460	▲ 556,460	▲ 556,460	▲ 556,461	▲ 2,782,301	▲ 556,460	▲表示で記載
退職給与金 ※1	2,265,341	1,926,065	1,903,964	1,774,582	1,697,778	9,567,730	1,913,546	1,470,220	1,358,049	1,259,533	1,171,313	1,087,376	6,346,491	1,269,298	
厚生費	4,556,647	4,763,593	4,849,448	4,087,302	4,077,250	22,334,240	4,466,848	4,058,763	4,014,074	3,949,050	3,873,020	3,823,384	19,718,291	3,943,658	
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
雑給	919,229	734,234	797,516	818,753	862,101	4,131,833	826,367	821,907	777,246	772,781	772,781	772,781	3,917,496	783,499	
修繕費 ※2	4,324,545	3,938,851	4,319,579	3,122,653	3,364,366	19,069,994	3,813,999	3,911,337	3,949,744	3,946,368	3,465,043	3,833,399	19,105,891	3,821,178	
研究費	319,282	254,327	395,334	620,238	638,565	2,227,746	445,549	595,512	590,931	595,125	595,125	595,125	2,971,818	594,364	
消耗品費	599,377	569,081	630,928	453,200	411,633	2,664,219	532,844	536,474	536,474	536,474	536,474	536,474	2,682,370	536,474	
損害保険料	27,402	22,252	24,162	29,072	24,322	127,210	25,442	25,483	25,483	25,483	25,483	25,483	127,415	25,483	
養成費	281,429	184,561	193,463	185,715	158,076	1,003,244	200,649	201,300	201,300	201,300	201,300	201,301	1,006,501	201,300	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 108,538	▲ 102,914	▲ 68,223	0	0	▲ 279,675	▲ 55,935	▲ 55,913	▲ 55,913	▲ 55,913	▲ 55,913	▲ 55,914	▲ 279,566	▲ 55,913	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 634	▲ 729	▲ 1,253	▲ 1,209	▲ 858	▲ 4,683	▲ 937	▲ 928	▲ 928	▲ 928	▲ 928	▲ 927	▲ 4,639	▲ 928	▲表示で記載
委託費 ※3	13,401,358	13,174,322	13,745,153	10,649,808	10,306,198	61,276,839	12,255,368	10,195,821	7,620,803	8,026,543	8,071,041	8,350,054	42,264,262	8,452,852	
普及開発関係費	95	81	98	3,852	4,406	8,532	1,706	1,697	1,697	1,697	1,696	1,696	8,483	1,697	
諸費 ※4	5,197,454	4,798,706	5,161,161	9,045,147	8,562,562	32,765,030	6,553,006	10,821,865	10,338,407	10,209,731	10,285,919	10,314,926	51,970,848	10,394,170	
電気事業雑収益 ※5	0	0	0	▲ 385,103	▲ 383,004	▲ 768,107	▲ 153,621	▲ 342,334	▲ 78,095	▲ 48,215	▲ 48,215	▲ 48,215	▲ 565,074	▲ 113,015	▲表示で記載
第１区分費用計	56,971,228	56,012,293	57,516,868	51,716,806	51,112,823	273,330,018	54,666,004	52,801,689	49,620,564	49,413,000	48,485,967	48,763,651	249,084,871	49,816,974	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。

≪項目別明細表≫

（1）第３条第３項関係

［役員給与］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内取締役報酬		212,409	204,587	186,554	89,770	94,209	787,529	157,506	79,880	79,880	79,880	79,879	79,879	399,398	79,880	
社外取締役報酬		9,444	9,628	9,639	0	0	28,711	5,742	0	0	0	0	0	0	0	
社内監査役報酬		27,970	31,681	32,776	15,309	20,690	128,426	25,685	19,970	19,970	19,970	19,970	19,970	99,850	19,970	
社外監査役報酬		14,166	14,444	14,460	0	0	43,070	8,614	0	0	0	0	0	0	0	
合計		263,989	260,340	243,429	105,079	114,899	987,736	197,547	99,850	99,850	99,850	99,849	99,849	499,248	99,850	
社内取締役	役員数（人）	7	7	6	4	4	28	6	4	4	4	4	4	20	4	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	29,126	30,032	30,088	22,443	23,552	135,241	27,048	19,970	19,970	19,970	19,970	19,970	99,850	19,970	
社外取締役	役員数（人）	1	1	1	0	0	4	1	0	0	0	0	0	0	0	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	7,770	7,773	7,773	0	0	23,316	4,663	0	0	0	0	0	0	0	
社内監査役	役員数（人）	1	1	1	3	3	10	2	3	3	3	3	3	15	3	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	23,012	25,578	26,431	5,103	6,897	87,021	17,404	6,657	6,657	6,657	6,657	6,657	33,283	6,657	
社外監査役	役員数（人）	2	2	2	0	0	6	1	0	0	0	0	0	0	0	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	7,770	7,774	7,774	0	0	23,318	4,664	0	0	0	0	0	0	0	

［給料手当］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
基準賃金	16,406,494	16,564,729	16,442,862	13,350,148	13,166,343	75,930,576	15,186,115	12,729,614	12,531,275	12,321,643	12,075,273	11,915,249	61,573,054	12,314,611	
基準外賃金	3,992,328	4,185,923	3,891,081	3,320,724	3,411,222	18,801,278	3,760,256	3,295,073	3,242,813	3,186,884	3,121,650	3,078,956	15,925,376	3,185,075	
諸給与金	6,080,243	6,334,357	6,413,164	5,376,185	5,490,657	29,694,606	5,938,921	5,316,773	5,236,495	5,153,560	5,054,706	4,991,401	25,752,935	5,150,587	
控除口（貸方）	▲ 938,780	▲ 956,480	▲ 782,045	▲ 386,772	▲ 364,572	▲ 3,428,649	▲ 685,730	▲ 324,365	▲ 212,681	▲ 211,506	▲ 203,190	▲ 202,286	▲ 1,154,028	▲ 230,806	
附帯事業振替額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
（　　何　　）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	25,540,285	26,128,529	25,965,062	21,660,285	21,703,650	120,997,811	24,199,562	21,017,095	20,797,902	20,450,581	20,048,439	19,783,320	102,097,337	20,419,467	
平均経費人員（人）	3,424	3,494	3,447	2,908	2,863	16,136	3,227	2,782	2,743	2,705	2,658	2,629	13,517	2,703	
平均基準賃金（千円/月）	399	395	398	383	383	1,958	392	381	381	380	379	378	1,898	380	

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
引当金増加額	▲ 1,326,532	▲ 1,450,218	▲ 1,253,082	▲ 1,055,804	▲ 924,552	▲ 6,010,188	▲ 1,202,038	▲ 1,619,317	▲ 1,783,343	▲ 1,690,437	▲ 1,641,792	▲ 1,681,672	▲ 8,416,561	▲ 1,683,312	
実払額	2,075,509	1,847,294	1,637,798	1,606,467	1,402,477	8,569,545	1,713,909	1,903,352	1,965,129	1,790,339	1,673,599	1,642,235	8,974,654	1,794,931	
年金保険料	1,516,364	1,528,989	1,519,248	1,223,919	1,219,853	7,008,373	1,401,675	1,186,185	1,176,263	1,159,631	1,139,506	1,126,813	5,788,398	1,157,680	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	2,265,341	1,926,065	1,903,964	1,774,582	1,697,778	9,567,730	1,913,546	1,470,220	1,358,049	1,259,533	1,171,313	1,087,376	6,346,491	1,269,298	

［厚生費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法定厚生費	健康保険料	1,139,977	1,184,454	1,201,058	1,000,639	1,001,675	5,527,803	1,105,561	986,135	975,897	959,611	940,760	928,327	4,790,730	958,146	
	介護保険料	117,511	127,374	138,225	128,999	130,868	642,977	128,595	128,835	127,498	125,370	122,907	121,283	625,893	125,179	
	労災保険料	50,885	53,690	52,267	45,522	48,098	250,462	50,092	47,352	46,861	46,078	45,173	44,576	230,040	46,008	
	雇用保険料	149,265	155,909	157,458	132,413	132,960	728,005	145,601	185,438	183,512	180,450	176,905	174,568	900,873	180,175	
	厚生年金保険料	2,132,522	2,225,012	2,259,186	1,921,660	1,933,443	10,471,823	2,094,365	1,903,432	1,883,668	1,852,239	1,815,852	1,791,855	9,247,046	1,849,409	
	労災補償費	188	134	990	1,044	820	3,176	635	793	785	772	756	746	3,852	770	
	健康診断費	25,088	31,090	32,754	25,471	24,980	139,383	27,877	24,156	23,905	23,506	23,045	22,740	117,352	23,470	
	子ども・子育て拠出金	53,765	70,554	83,974	75,615	76,067	359,975	71,995	74,893	74,115	72,878	71,446	70,502	363,834	72,767	
	（　　何　　）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	その他	1,986	9,098	2,778	10,305	6,433	30,600	6,120	6,222	6,158	6,055	5,935	5,857	30,227	6,045	
	計	3,671,187	3,857,315	3,928,690	3,341,668	3,355,344	18,154,204	3,630,841	3,357,256	3,322,399	3,266,959	3,202,779	3,160,454	16,309,847	3,261,969	
一般厚生費	安全管理費	12,967	9,936	9,205	4,034	7,322	43,464	8,693	7,115	7,016	6,918	6,798	6,723	34,570	6,914	
	衛生管理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	福利事業費	40,766	42,496	42,644	36,151	35,597	197,654	39,531	34,590	34,111	33,632	33,049	32,688	168,070	33,614	
	厚生施設運営費	455,777	473,579	480,524	425,705	377,760	2,213,345	442,669	367,088	361,940	356,928	350,734	346,908	1,783,598	356,720	
	文化体育費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	慶弔費	17,608	15,586	25,486	9,984	15,142	83,806	16,761	14,714	14,508	14,307	14,058	13,905	71,492	14,298	
	（　　何　　）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	その他	358,342	364,681	362,899	269,760	286,085	1,641,767	328,353	278,000	274,100	270,306	265,602	262,706	1,350,714	270,143	
	計	885,460	906,278	920,758	745,634	721,906	4,180,036	836,007	701,507	691,675	682,091	670,241	662,930	3,408,444	681,689	
合計		4,556,647	4,763,593	4,849,448	4,087,302	4,077,250	22,334,240	4,466,848	4,058,763	4,014,074	3,949,050	3,873,020	3,823,384	19,718,291	3,943,658	

［雑給］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
嘱託給	一般嘱託	531,252	355,568	387,180	391,442	406,407	2,071,849	414,370	366,212	321,553	317,087	317,087	317,087	1,639,026	327,805	
	その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	計	531,252	355,568	387,180	391,442	406,407	2,071,849	414,370	366,212	321,553	317,087	317,087	317,087	1,639,026	327,805	
嘱託員平均人員（人）		51	41	39	76	91	298	60	82	72	71	71	71	367	73	
臨時用給		326,377	296,966	351,384	418,823	446,613	1,840,163	368,033	446,613	446,612	446,613	446,613	446,613	2,233,064	446,613	
（　　何　　）		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
その他		61,600	81,700	58,952	8,488	9,081	219,821	43,964	9,082	9,081	9,081	9,081	9,081	45,406	9,081	
合計		919,229	734,234	797,516	818,753	862,101	4,131,833	826,367	821,907	777,246	772,781	772,781	772,781	3,917,496	783,499	

［研究費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内研究費	SMネットワーク活用実証試験	0	0	0	5,450	62,440	67,890	13,578	0	0	0	0	0	0	0	
	カイゼンプロジェクト費用	0	0	0	3,936	13,659	17,595	3,519	13,458	13,440	13,456	13,456	13,456	67,266	13,453	
	（何）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	（何）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	（何）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	その他	52,407	39,956	77,783	14,088	24,479	208,713	41,743	30,069	26,100	33,168	33,168	33,168	155,673	31,135	
	計	52,407	39,956	77,783	23,474	100,578	294,198	58,840	43,527	39,540	46,624	46,624	46,624	222,939	44,588	
委託研究費	電中研分担金	229,957	178,247	274,588	254,649	238,052	1,175,493	235,099	235,098	235,098	235,098	235,098	235,098	1,175,490	235,098	
	研究および産業財産権業務委託	0	0	0	336,799	284,041	620,840	124,168	304,879	304,879	304,879	304,879	304,879	1,524,395	304,879	
	（何）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	（何）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	（何）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	その他	36,918	36,124	42,963	5,316	15,894	137,215	27,443	12,008	11,414	8,524	8,524	8,524	48,994	9,799	
	計	266,875	214,371	317,551	596,764	537,987	1,933,548	386,710	551,985	551,391	548,501	548,501	548,501	2,748,879	549,776	
合計		319,282	254,327	395,334	620,238	638,565	2,227,746	445,549	595,512	590,931	595,125	595,125	595,125	2,971,818	594,364	

［養成費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
研修施設運営費	45,478	39,736	38,637	49,240	49,763	222,854	44,571	44,697	44,697	44,697	44,697	44,697	223,485	44,697	
その他	235,951	144,825	154,826	136,475	108,313	780,390	156,078	156,603	156,603	156,603	156,603	156,604	783,016	156,603	
合計	281,429	184,561	193,463	185,715	158,076	1,003,244	200,649	201,300	201,300	201,300	201,300	201,301	1,006,501	201,300	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
料金業務関連委託	4,295,025	4,249,920	3,806,836	3,711,708	3,632,617	19,696,106	3,939,221	3,204,320	735,988	737,531	737,776	737,641	6,153,256	1,230,651	
情報通信業務委託	2,185,908	2,173,104	3,074,255	491,278	445,034	8,369,579	1,673,916	532,097	451,154	461,168	517,463	494,573	2,456,455	491,291	
管理間接業務委託	0	0	0	1,505,237	1,299,081	2,804,318	560,864	1,181,337	1,168,364	1,170,466	1,170,634	1,170,504	5,861,305	1,172,261	
一般電気工作物調査委託	978,102	969,978	978,583	984,174	992,784	4,903,621	980,724	929,300	918,762	920,598	920,810	920,735	4,610,205	922,041	
計測器関連業務	463,876	432,628	411,563	414,972	404,938	2,127,977	425,595	396,063	402,841	412,525	412,452	412,501	2,036,382	407,276	
配電用地管理	333,367	323,710	335,416	316,031	302,874	1,611,398	322,280	283,453	302,557	325,421	325,738	325,555	1,562,724	312,545	
その他	5,145,080	5,024,982	5,138,500	3,226,408	3,228,870	21,763,840	4,352,768	3,669,251	3,641,137	3,998,834	3,986,168	4,288,545	19,583,935	3,916,787	
合計	13,401,358	13,174,322	13,745,153	10,649,808	10,306,198	61,276,839	12,255,368	10,195,821	7,620,803	8,026,543	8,071,041	8,350,054	42,264,262	8,452,852	

［普及開発関係費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
停電周知費用	0	6	0	2,740	3,293	6,039	1,208	1,200	1,200	1,200	1,199	1,199	5,998	1,200	
（　　何　　）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
その他	95	75	98	1,112	1,113	2,493	499	497	497	497	497	497	2,485	497	
合計	95	81	98	3,852	4,406	8,532	1,706	1,697	1,697	1,697	1,696	1,696	8,483	1,697	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
通信運搬費	1,665,299	1,797,969	1,869,123	991,578	891,717	7,215,686	1,443,137	1,445,738	1,445,640	1,445,658	1,445,670	1,445,659	7,228,365	1,445,673	
旅費	891,372	827,280	777,478	693,186	446,048	3,635,364	727,073	728,319	728,270	728,279	728,274	728,256	3,641,398	728,280	
団体費	28,505	29,326	29,881	26,368	26,368	140,448	28,090	26,804	26,781	26,783	26,782	26,782	133,932	26,786	
情報通信業務委託	1,118,170	833,516	1,021,543	6,485,393	6,224,919	15,683,541	3,136,708	7,049,099	6,516,098	6,434,137	6,540,162	6,552,440	33,091,936	6,618,387	
その他	1,494,108	1,310,615	1,463,136	848,622	973,510	6,089,991	1,217,998	1,571,905	1,621,618	1,574,874	1,545,031	1,561,789	7,875,217	1,575,043	
合計	5,197,454	4,798,706	5,161,161	9,045,147	8,562,562	32,765,030	6,553,006	10,821,865	10,338,407	10,209,731	10,285,919	10,314,926	51,970,848	10,394,170	

第２表

第２区分費用明細表

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
連系線・基幹系統	減価償却費 ※1	0	0	0	0	0	0	0	84,605	229,649	451,644	746,113	1,095,458	2,607,469	521,494	
	固定資産税 ※2	0	0	0	0	0	0	0	0	50,448	99,186	180,150	261,601	591,385	118,277	
	計	0	0	0	0	0	0	0	84,605	280,097	550,830	926,263	1,357,059	3,198,854	639,771	
ローカル系統	減価償却費 ※3	0	0	0	0	0	0	0	355,213	1,050,672	1,826,571	2,624,584	3,254,171	9,111,211	1,822,242	
	固定資産税 ※4	0	0	0	0	0	0	0	0	200,644	414,340	601,712	838,671	2,055,367	411,073	
	計	0	0	0	0	0	0	0	355,213	1,251,316	2,240,911	3,226,296	4,092,842	11,166,578	2,233,316	
配電系統	修繕費 ※5	23,728,701	21,268,931	20,929,905	19,365,079	18,847,650	104,140,266	20,828,053	20,855,654	20,119,052	20,537,892	21,596,824	21,650,515	104,759,937	20,951,987	
	減価償却費 ※6	0	0	0	0	0	0	0	255,500	768,146	1,218,831	1,646,608	2,079,307	5,968,392	1,193,678	
	固定資産税 ※7	0	0	0	0	0	0	0	0	112,585	291,560	449,273	599,598	1,453,016	290,603	
	計	23,728,701	21,268,931	20,929,905	19,365,079	18,847,650	104,140,266	20,828,053	21,111,154	20,999,783	22,048,283	23,692,705	24,329,420	112,181,345	22,436,269	
その他投資	修繕費 ※8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	委託費 ※9	1,258,795	158,008	1,060,391	384,600	1,175,292	4,037,086	807,417	2,246,745	2,673,197	555,057	711,904	304,287	6,491,190	1,298,238	
	諸費 ※10	0	0	0	0	0	0	0	5,973	18,305	2,851	0	0	27,129	5,426	
	減価償却費 ※11	0	0	0	0	0	0	0	309,399	1,132,278	1,602,093	1,850,446	1,970,370	6,864,586	1,372,917	
	固定資産税 ※12	0	0	0	0	0	0	0	0	21,605	65,176	77,593	89,378	253,752	50,750	
	計	1,258,795	158,008	1,060,391	384,600	1,175,292	4,037,086	807,417	2,562,117	3,845,385	2,225,177	2,639,943	2,364,035	13,636,657	2,727,331	
第２区分費用計		24,987,496	21,426,939	21,990,296	19,749,679	20,022,942	108,177,352	21,635,470	24,113,089	26,376,581	27,065,201	30,485,207	32,143,356	140,183,434	28,036,687	

（記載注意）

※1：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※2：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※3：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※4：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※5：取替修繕費であって配電設備に係るもの及び修繕費であって配電設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※6：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※7：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※8：取替修繕費であって業務設備に係るもの及び修繕費であって業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※9：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※10：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※11：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する減価償却費に限る。
※12：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する税額に限る。

≪項目別明細表≫

（１）第４条第３項から第５項まで関係

［設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

			2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
拡充投資	連系線・基幹系統	発電等設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		送電設備	7,304,912	28,667,559	849,170	78,967	60,816	36,961,424	7,392,285	137,225	710,861	255,087	296,892	10,213,415	11,613,480	2,322,696	
		変電設備	4,898,017	18,280,438	2,824,626	10,206	0	26,013,287	5,202,657	862,212	103,919	2,323,660	2,819,526	23,547,164	29,656,481	5,931,296	
		計	12,202,929	46,947,997	3,673,796	89,173	60,816	62,974,711	12,594,942	999,437	814,780	2,578,747	3,116,418	33,760,579	41,269,961	8,253,992	
	ローカル系統	発電等設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		送電設備	1,962,532	3,475,359	4,015,609	2,249,893	1,064,535	12,767,928	2,553,586	590,886	1,047,437	2,632,224	2,430,565	1,073,908	7,775,020	1,555,004	
		変電設備	939,218	2,174,299	2,639,578	1,258,237	5,856,412	12,867,744	2,573,549	966,066	2,253,274	1,125,398	59,807	471,344	4,875,889	975,178	
		計	2,901,750	5,649,658	6,655,187	3,508,130	6,920,947	25,635,672	5,127,134	1,556,952	3,300,711	3,757,622	2,490,372	1,545,252	12,650,909	2,530,182	
	配電系統		13,340,912	14,723,308	14,840,934	12,651,250	12,001,732	67,558,136	13,511,627	15,826,182	14,662,456	13,122,524	13,278,282	12,775,195	69,664,639	13,932,928	
	拡充投資計		28,445,591	67,320,963	25,169,917	16,248,553	18,983,495	156,168,519	31,233,704	18,382,571	18,777,947	19,458,893	18,885,072	48,081,026	123,585,509	24,717,102	
更新投資	連系線・基幹系統	発電等設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		送電設備	410,405	603,484	1,657,699	963,797	778,870	4,414,255	882,851	1,843,953	1,918,187	3,278,454	1,003,385	1,284,102	9,328,081	1,865,616	
		変電設備	1,250,073	1,166,174	546,219	569,848	1,538,135	5,070,449	1,014,090	925,664	1,958,723	1,683,046	2,756,917	2,815,836	10,140,186	2,028,037	
		計	1,660,478	1,769,658	2,203,918	1,533,645	2,317,005	9,484,704	1,896,941	2,769,617	3,876,910	4,961,500	3,760,302	4,099,938	19,468,267	3,893,653	
	ローカル系統	発電等設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		送電設備	4,512,541	5,327,078	3,229,643	3,959,821	4,643,639	21,672,722	4,334,544	10,148,190	8,222,708	7,331,898	13,759,820	7,791,123	47,253,739	9,450,748	
		変電設備	3,711,287	1,697,509	3,765,282	3,892,269	2,866,717	15,933,064	3,186,613	7,048,461	7,033,367	7,023,775	4,819,730	2,622,911	28,548,244	5,709,649	
		計	8,223,828	7,024,587	6,994,925	7,852,090	7,510,356	37,605,786	7,521,157	17,196,651	15,256,075	14,355,673	18,579,550	10,414,034	75,801,983	15,160,397	
	配電系統		22,675,251	21,354,287	20,979,982	19,129,961	19,052,131	103,191,612	20,638,322	20,516,837	20,461,557	20,316,474	21,904,180	22,637,202	105,836,250	21,167,250	
	更新投資計		32,559,557	30,148,532	30,178,825	28,515,696	28,879,492	150,282,102	30,056,420	40,483,105	39,594,542	39,633,647	44,244,032	37,151,174	201,106,500	40,221,300	
合計			61,005,148	97,469,495	55,348,742	44,764,249	47,862,987	306,450,621	61,290,124	58,865,676	58,372,489	59,092,540	63,129,104	85,232,200	324,692,009	64,938,402	
修繕費振替額（配電）			▲ 23,728,702	▲ 21,268,931	▲ 20,929,905	▲ 19,365,079	▲ 18,847,650	▲ 104,140,267	▲ 20,828,053	▲ 20,855,654	▲ 20,119,052	▲ 20,537,892	▲ 21,596,824	▲ 21,650,515	▲ 104,759,937	▲ 20,951,987	▲表示で記載

≪項目別明細表≫

（１）第４条第８項関係

［その他の投資に係る設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
通信工事	1,393,092	1,384,757	628,020	491,097	287,780	4,184,746	836,949	445,760	1,116,720	1,891,792	1,056,850	803,497	5,314,619	1,062,924	
システム開発及び改良	333,164	210,924	1,536,835	783,584	1,147,080	4,011,587	802,317	1,952,188	1,181,690	938,705	72,520	3,900	4,149,003	829,801	
建物関連工事	1,677,494	6,015,053	916,430	1,435,725	1,057,783	11,102,485	2,220,497	2,472,126	1,822,307	1,775,074	1,392,450	6,239,115	13,701,072	2,740,214	
系統・給電設備工事	2,613,028	1,237,190	357,299	675,473	538,901	5,421,891	1,084,378	3,507,375	811,800	912,110	68,600	325,650	5,625,535	1,125,107	
備品取得	102,985	65,550	134,220	62,139	46,589	411,483	82,297	71,303	67,829	65,995	71,048	47,775	323,950	64,790	
リース資産取得	398,633	304,370	62,992	0	0	765,995	153,199	12,935	0	0	0	0	12,935	2,587	
用地権利設定※1	127,644	177,907	121,109	140,522	108,320	675,502	135,100	133,681	145,938	352,090	142,181	258,422	1,032,312	206,462	
その他	149,429	1,337,667	758,237	29,944	23,409	2,298,686	459,737	13,930	48,510	43,340	70,560	52,650	228,990	45,798	
合計	6,795,469	10,733,418	4,515,142	3,618,484	3,209,862	28,872,375	5,774,475	8,609,298	5,194,794	5,979,106	2,874,209	7,731,009	30,388,416	6,077,683	
修繕費振替額（通信）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
（参考）離島等供給に係る設備投資	99,798	65,511	349,145	50,327	362,749	927,530	185,506	378,100	136,620	313,230	49,980	132,600	1,010,530	202,106	

（記載注意）

※1　規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に関して設定された地役権等をいう。

第３表

第３区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
修繕費 ※1	11,760,591	11,098,992	12,827,611	10,105,962	9,996,676	55,789,832	11,157,966	12,332,956	12,314,027	12,360,214	12,083,984	12,035,988	61,127,169	12,225,434	
委託費 ※2	3,348,946	3,154,649	3,588,590	2,987,013	3,205,440	16,284,638	3,256,928	3,230,154	3,284,576	3,011,746	2,996,458	2,981,170	15,504,104	3,100,821	
固定資産除却費	5,892,165	4,866,462	7,287,887	5,047,093	5,044,874	28,138,481	5,627,696	7,124,095	8,376,549	9,562,732	7,835,664	7,339,172	40,238,212	8,047,642	
賃借料 ※3	4,051,096	3,622,478	3,665,037	2,209,448	2,444,765	15,992,824	3,198,565	2,756,493	2,863,349	2,848,393	2,833,935	2,819,476	14,121,646	2,824,329	
託送料 ※4	1,581,735	1,621,335	1,599,777	1,618,490	2,108,621	8,529,958	1,705,992	1,960,376	1,960,376	1,960,376	1,960,376	1,960,376	9,801,880	1,960,376	
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	953,456	1,083,245	1,279,305	1,101,906	1,289,161	5,707,073	1,141,415	1,265,181	1,258,824	1,252,466	1,246,108	1,239,751	6,262,330	1,252,466	
需給調整市場手数料 ※6	0	0	0	0	14,424	14,424	2,885	14,425	14,425	14,425	14,425	14,425	72,125	14,425	
電力費振替勘定（貸方）	▲ 21,627	▲ 48,682	▲ 8,420	▲ 119	▲ 409	▲ 79,257	▲ 15,851	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 77,705	▲ 15,541	▲表示で記載
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費	0	92,704	0	0	0	92,704	18,541	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費	272,915	201,196	82,294	35,278	8,866	600,549	120,110	120,018	120,018	120,018	120,018	120,017	600,089	120,018	
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
廃炉等負担金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
離島等供給に係る費用 ※7	2,768,409	2,942,901	2,861,390	2,338,260	2,790,757	13,701,717	2,740,343	3,470,153	3,593,547	3,469,377	3,519,800	3,391,887	17,444,764	3,488,953	
離島等供給に係る収益 ※8	▲ 1,082,907	▲ 1,149,814	▲ 1,103,721	▲ 970,703	▲ 1,052,666	▲ 5,359,811	▲ 1,071,962	▲ 1,320,282	▲ 1,319,767	▲ 1,297,241	▲ 1,296,922	▲ 1,274,508	▲ 6,508,720	▲ 1,301,744	▲表示で記載
（何）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
第３区分費用計	29,524,779	27,485,466	32,079,750	24,472,628	25,850,509	139,413,132	27,882,626	30,938,028	32,450,383	33,286,965	31,298,305	30,612,213	158,585,894	31,717,179	

（記載注意）

※1：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※2：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※3：第６条に規定するものを除く。
※4：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※5：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※6：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※7：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※8：送配電等業務に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（１）第５条第３項関係

［修繕費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	設備取替・補修	1,690,724	1,286,133	2,124,427	892,572	1,166,095	7,159,951	1,431,990	2,255,614	1,980,994	1,900,591	1,876,270	1,794,895	9,808,364	1,961,673	
	塗装	664,583	269,783	654,355	316,164	402,824	2,307,709	461,542	984,643	961,963	930,191	955,767	915,896	4,748,460	949,692	
	保安対策	187,254	305,640	379,077	292,837	361,169	1,525,977	305,195	430,436	502,315	500,774	527,484	559,351	2,520,360	504,072	
	第三者要請対応	2,757	0	0	0	0	2,757	551	0	0	0	0	0	0	0	
	その他	37,304	41,128	61,211	12,358	13,989	165,990	33,198	5,455	2,664	6,083	3,605	6,610	24,417	4,883	
	計	2,582,622	1,902,684	3,219,070	1,513,931	1,944,077	11,162,384	2,232,477	3,676,148	3,447,936	3,337,639	3,363,126	3,276,752	17,101,601	3,420,320	
変電設備	設備取替・補修	1,035,462	737,132	912,491	435,591	309,841	3,430,517	686,103	453,587	461,492	409,631	382,333	474,760	2,181,803	436,361	
	塗装	136,396	125,061	126,494	33,909	41,393	463,253	92,651	54,268	91,362	56,899	135,131	116,709	454,369	90,874	
	保安対策	301,265	286,139	264,481	661,565	644,805	2,158,255	431,651	563,091	643,939	775,772	577,786	461,375	3,021,963	604,393	
	第三者要請対応	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	その他	104,280	227,596	258,123	23,991	219,740	833,730	166,746	182,187	296,090	366,154	157,169	195,462	1,197,062	239,412	
	計	1,577,403	1,375,928	1,561,589	1,155,056	1,215,779	6,885,755	1,377,151	1,253,133	1,492,883	1,608,456	1,252,419	1,248,306	6,855,197	1,371,039	
配電設備	第三者要請対応	219,482	277,422	293,821	334,133	363,923	1,488,781	297,756	234,308	233,131	231,954	230,776	229,600	1,159,769	231,954	
	その他	6,067,262	6,372,682	6,144,154	5,934,432	5,343,115	29,861,645	5,972,329	5,805,369	5,870,393	5,918,265	5,862,528	5,835,860	29,292,415	5,858,483	
	計	6,286,744	6,650,104	6,437,975	6,268,565	5,707,038	31,350,426	6,270,085	6,039,677	6,103,524	6,150,219	6,093,304	6,065,460	30,452,184	6,090,437	
業務設備	第三者要請対応	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	その他	1,313,822	1,170,276	1,608,977	1,168,410	1,129,782	6,391,267	1,278,253	1,363,998	1,269,684	1,263,900	1,375,135	1,445,470	6,718,187	1,343,637	
	計	1,313,822	1,170,276	1,608,977	1,168,410	1,129,782	6,391,267	1,278,253	1,363,998	1,269,684	1,263,900	1,375,135	1,445,470	6,718,187	1,343,637	
合計		11,760,591	11,098,992	12,827,611	10,105,962	9,996,676	55,789,832	11,157,966	12,332,956	12,314,027	12,360,214	12,083,984	12,035,988	61,127,169	12,225,434	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	1,966,505	1,929,782	2,150,892	1,921,695	1,954,606	9,923,480	1,984,696	1,883,804	1,875,674	1,609,959	1,601,786	1,593,614	8,564,837	1,712,967	
変電設備	0	504	0	0	0	504	101	0	0	0	0	0	0	0	
配電設備	1,375,866	1,217,242	1,430,138	1,054,118	1,239,967	6,317,331	1,263,466	1,340,937	1,404,386	1,397,293	1,390,201	1,383,108	6,915,925	1,383,185	
業務設備	6,575	7,121	7,560	11,200	10,867	43,323	8,665	5,413	4,516	4,494	4,471	4,448	23,342	4,668	
合計	3,348,946	3,154,649	3,588,590	2,987,013	3,205,440	16,284,638	3,256,928	3,230,154	3,284,576	3,011,746	2,996,458	2,981,170	15,504,104	3,100,821	

［固定資産除却費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	除却損	220,765	122,293	113,586	105,476	142,827	704,947	140,989	137,131	549,976	169,908	124,270	268,268	1,249,553	249,911	
	除却費用	1,293,040	788,069	3,203,442	875,283	1,050,350	7,210,184	1,442,037	1,550,490	2,041,004	2,763,435	2,410,944	2,128,570	10,894,443	2,178,889	
変電設備	除却損	294,644	213,985	124,006	347,738	81,932	1,062,305	212,461	174,223	267,354	219,318	307,462	177,428	1,145,785	229,157	
	除却費用	828,732	640,572	722,649	634,547	908,205	3,734,705	746,941	1,279,864	1,619,113	2,369,109	1,234,140	1,080,811	7,583,037	1,516,607	
配電設備	除却損	917,177	733,885	728,744	719,721	689,345	3,788,872	757,774	808,805	845,312	816,873	795,061	773,825	4,039,876	807,975	
	除却費用	2,118,606	2,159,941	2,206,387	2,189,689	2,080,885	10,755,508	2,151,102	2,884,549	2,608,304	2,877,017	2,718,130	2,771,306	13,859,306	2,771,861	
業務設備	除却損	113,466	161,228	40,588	63,765	8,673	387,720	77,544	158,692	196,295	28,484	19,786	7,520	410,777	82,155	
	除却費用	105,735	46,489	148,485	110,874	82,657	494,240	98,848	130,341	249,191	318,588	225,871	131,444	1,055,435	211,087	
合計	除却損	1,546,052	1,231,391	1,006,924	1,236,700	922,777	5,943,844	1,188,769	1,278,851	1,858,937	1,234,583	1,246,579	1,227,041	6,845,991	1,369,198	
	除却費用	4,346,113	3,635,071	6,280,963	3,810,393	4,122,097	22,194,637	4,438,927	5,845,244	6,517,612	8,328,149	6,589,085	6,112,131	33,392,221	6,678,444	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
借地借家料	1,137,711	1,521,884	1,524,141	1,133,942	1,279,741	6,597,419	1,319,484	1,467,176	1,459,816	1,452,442	1,445,069	1,437,697	7,262,200	1,452,440	
機械賃借料	795,203	1,091,272	1,022,704	19,402	16,575	2,945,156	589,031	17,853	18,302	17,717	17,627	17,537	89,036	17,807	
車両リース料	206,061	289,500	305,091	306,898	371,368	1,478,918	295,784	481,015	598,717	595,693	592,670	589,646	2,857,741	571,548	
その他	1,912,121	719,822	813,101	749,206	777,081	4,971,331	994,266	790,449	786,514	782,541	778,569	774,596	3,912,669	782,534	
合計	4,051,096	3,622,478	3,665,037	2,209,448	2,444,765	15,992,824	3,198,565	2,756,493	2,863,349	2,848,393	2,833,935	2,819,476	14,121,646	2,824,329	

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
連系設備等	1,577,833	1,577,833	1,577,833	1,577,833	1,729,258	8,040,590	1,608,118	1,581,013	1,581,013	1,581,013	1,581,013	1,581,013	7,905,065	1,581,013	
広域需給調整融通振替料金	0	0	0	9,413	342,394	351,807	70,361	342,394	342,394	342,394	342,394	342,394	1,711,970	342,394	
その他	3,902	43,502	21,944	31,244	36,969	137,561	27,512	36,969	36,969	36,969	36,969	36,969	184,845	36,969	
合計	1,581,735	1,621,335	1,599,777	1,618,490	2,108,621	8,529,958	1,705,992	1,960,376	1,960,376	1,960,376	1,960,376	1,960,376	9,801,880	1,960,376	

第４表

離島等供給に係る費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
役員給与	1,013	877	816	157	173	3,036	607	150	150	150	151	151	752	150	
給料手当	91,391	80,966	81,699	36,669	31,770	322,495	64,499	30,694	30,375	29,866	29,279	28,892	149,106	29,821	
給料手当振替額（貸方）	▲ 971	▲ 828	▲ 975	▲ 57	▲ 39	▲ 2,870	▲ 574	▲ 51	▲ 51	▲ 51	▲ 51	▲ 50	▲ 254	▲ 51	▲表示で記載
退職給与金	4,843	6,478	12,243	4,367	2,809	30,740	6,148	3,211	2,820	2,089	2,625	1,637	12,382	2,476	
厚生費	18,668	15,740	15,694	7,899	6,842	64,843	12,969	6,693	6,620	6,513	6,387	6,305	32,518	6,504	
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
雑給	2,693	2,439	2,478	1,757	1,651	11,018	2,204	1,574	1,489	1,480	1,480	1,480	7,503	1,501	
燃料費	980,786	1,088,149	1,048,453	786,506	1,125,153	5,029,047	1,005,809	2,038,319	2,038,319	2,004,072	2,004,072	1,969,825	10,054,607	2,010,921	
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
消耗品費	8,211	6,443	5,890	676	557	21,777	4,355	726	726	726	726	726	3,630	726	
修繕費	486,953	471,652	449,571	390,619	392,471	2,191,266	438,253	509,708	693,501	599,363	697,814	574,164	3,074,550	614,910	
水利使用料	729	719	719	714	714	3,595	719	719	719	719	719	719	3,595	719	
補償費	84,937	98,612	1,129	11	430	185,119	37,024	359	359	359	359	360	1,796	359	
賃借料	972	1,175	1,184	1,150	1,116	5,597	1,119	2,272	2,298	2,293	2,285	2,279	11,427	2,285	
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
委託費	378,799	368,389	379,738	322,719	323,140	1,772,785	354,557	437,506	416,966	379,507	376,323	390,634	2,000,936	400,187	
損害保険料	110	55	37	0	0	202	40	0	0	0	0	0	0	0	
普及開発関係費	4	4	3	55	61	127	25	34	34	34	35	35	172	34	
養成費	1,659	1,175	1,084	278	238	4,434	887	236	236	236	236	235	1,179	236	
研究費	3,386	2,934	3,185	208	214	9,927	1,985	886	879	885	885	885	4,420	884	
諸費	29,168	21,228	21,551	17,297	15,907	105,151	21,030	23,578	23,270	22,805	22,879	23,118	115,650	23,130	
貸倒損	105	▲ 5,427	0	66	739	▲ 4,517	▲ 903	270	270	270	270	269	1,349	270	
減価償却費	216,633	195,060	147,636	154,468	165,749	879,546	175,909	234,537	242,692	246,064	251,057	252,275	1,226,625	245,325	
固定資産税	24,442	22,432	20,608	23,904	20,793	112,179	22,436	30,406	32,343	30,959	32,637	31,136	157,481	31,496	
雑税	1,091	1,737	2,357	105	9	5,299	1,060	3,680	3,680	3,679	3,679	3,679	18,397	3,679	
固定資産除却費	5,422	2,514	53,958	9,343	53,664	124,901	24,980	62,938	14,144	55,652	4,246	21,425	158,405	31,681	
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社購入電源費	427,011	560,035	612,423	579,273	646,585	2,825,327	565,065	72,491	72,491	72,491	72,491	72,491	362,455	72,491	
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
非化石証書購入費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 498	▲ 462	▲ 303	0	0	▲ 1,263	▲ 253	▲ 275	▲ 275	▲ 275	▲ 275	▲ 274	▲ 1,374	▲ 275	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 7	▲ 4	▲ 7	▲ 17	▲ 12	▲ 47	▲ 9	▲ 18	▲ 18	▲ 18	▲ 18	▲ 19	▲ 91	▲ 18	▲表示で記載

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費	0	255	0	0	0	255	51	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費	859	554	219	93	23	1,748	350	442	442	442	442	443	2,211	442	
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
法人税等	0	0	0	0	0	0	0	9,068	9,068	9,067	9,067	9,067	45,337	9,067	
（何）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
離島等供給に係る費用計	2,768,409	2,942,901	2,861,390	2,338,260	2,790,757	13,701,717	2,740,343	3,470,153	3,593,547	3,469,377	3,519,800	3,391,887	17,444,764	3,488,953	
（参考）事業報酬	0	0	0	0	0	0	0	46,460	47,626	48,836	50,065	51,407	244,394	48,879	

第５表

離島等供給に係る収益明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
電灯料	▲ 521,059	▲ 546,484	▲ 524,280	▲ 473,988	▲ 508,351	▲ 2,574,162	▲ 514,832	▲ 590,507	▲ 590,073	▲ 567,626	▲ 567,262	▲ 544,928	▲ 2,860,396	▲ 572,079	▲表示で記載
電力料	▲ 561,848	▲ 603,330	▲ 579,441	▲ 496,715	▲ 544,315	▲ 2,785,649	▲ 557,130	▲ 729,775	▲ 729,694	▲ 729,615	▲ 729,660	▲ 729,580	▲ 3,648,324	▲ 729,665	▲表示で記載
離島等供給に係る収益計	▲ 1,082,907	▲ 1,149,814	▲ 1,103,721	▲ 970,703	▲ 1,052,666	▲ 5,359,811	▲ 1,071,962	▲ 1,320,282	▲ 1,319,767	▲ 1,297,241	▲ 1,296,922	▲ 1,274,508	▲ 6,508,720	▲ 1,301,744	▲表示で記載

第６表

制御不能費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
減価償却費 ※1	31,456,368	31,870,130	26,506,805	27,266,841	25,510,513	142,610,657	28,522,131	27,235,443	26,502,105	24,460,264	22,474,138	20,559,009	121,230,959	24,246,192	
退職給与金 ※2	▲ 1,004,409	▲ 4,867	1,746,328	1,133,022	167,648	2,037,722	407,544	660,936	513,728	127,580	572,318	0	1,874,562	374,912	貸方の場合は▲表示で記載
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	8,611	2,325,633	▲ 255,592	▲ 409,941	▲ 144,862	1,523,849	304,770	98,626	14,795	0	0	0	113,421	22,684	
賃借料 ※3	1,857,002	2,660,433	2,806,246	3,565,373	3,552,237	14,441,291	2,888,258	2,887,890	2,887,890	2,887,890	2,887,890	2,887,890	14,439,450	2,887,890	
諸費 ※4	106,284	118,968	169,295	361,629	420,784	1,176,960	235,392	511,704	513,609	513,945	514,314	514,529	2,568,101	513,620	
貸倒損	▲ 19,489	55,289	0	10,617	413,686	460,103	92,021	90,847	90,847	90,847	90,847	90,848	454,236	90,847	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	835,920	591,841	725,783	428,154	189,168	2,770,866	554,173	189,168	189,168	189,168	189,168	189,168	945,840	189,168	
インバランス収支過不足額 ※5	▲ 2,861,413	▲ 226,850	1,608,109	4,477,447	▲ 5,314,579	▲ 2,317,286	▲ 463,457	294,328	3,501,389	3,501,390	3,501,390	3,501,390	14,299,887	2,859,977	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	11,128,222	10,944,796	11,049,697	10,736,716	10,812,414	54,671,845	10,934,369	10,879,875	10,847,625	10,837,875	10,833,000	10,852,125	54,250,500	10,850,100	
事業税	2,090,294	2,161,181	1,928,500	1,901,109	1,812,721	9,893,805	1,978,761	2,306,638	2,312,339	2,288,237	2,362,541	2,311,680	11,581,435	2,316,287	
雑税	182,205	121,077	106,066	233,910	220,863	864,121	172,824	170,204	170,204	170,205	170,205	170,205	851,023	170,205	
法人税等	0	0	0	432,657	465,649	898,306	179,661	440,085	440,085	440,086	440,086	440,086	2,200,428	440,086	
賠償負担金相当金	0	0	0	658,113	1,231,426	1,889,539	377,908	1,250,746	1,250,746	1,250,746	1,250,746	1,250,746	6,253,730	1,250,746	
廃炉円滑化負担金相当金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
固定資産税 ※6	6,756,791	6,818,571	6,796,832	7,057,124	7,052,436	34,481,754	6,896,351	7,038,191	6,717,473	6,407,004	6,016,984	5,634,243	31,813,895	6,362,779	
調整力の確保に要する費用 ※7	144,180	265,180	350,219	125,815	178,913	1,064,307	212,861	1,879,785	4,323,857	2,518,124	3,060,692	3,322,041	15,104,499	3,020,900	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
制御不能費用計	50,680,566	57,701,382	53,538,288	57,978,586	46,569,017	266,467,839	53,293,568	55,934,466	60,275,860	55,683,361	54,364,319	51,723,960	277,981,966	55,596,393	

（記載注意）

※1：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※2：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。

※3：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。

※4：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。

※5：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。

※6：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。

※7：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。

※8：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第６条第３項第１号関係

［減価償却費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	10,293,974	10,245,723	9,372,170	9,600,987	8,776,343	48,289,197	9,657,839	9,440,831	9,278,856	7,990,199	7,448,154	6,812,143	40,970,183	8,194,037	
変電設備	6,946,506	7,135,196	6,163,273	6,572,287	6,232,770	33,050,032	6,610,006	6,929,056	6,755,098	6,706,324	6,158,177	5,775,007	32,323,662	6,464,732	
配電設備	11,129,268	11,305,904	7,534,706	7,781,101	7,676,706	45,427,685	9,085,537	8,174,687	8,002,037	7,778,416	7,313,758	6,898,965	38,167,863	7,633,573	
業務設備	3,086,620	3,183,307	3,436,656	3,312,466	2,824,694	15,843,743	3,168,749	2,690,869	2,466,114	1,985,325	1,554,049	1,072,894	9,769,251	1,953,850	
合計	31,456,368	31,870,130	26,506,805	27,266,841	25,510,513	142,610,657	28,522,131	27,235,443	26,502,105	24,460,264	22,474,138	20,559,009	121,230,959	24,246,192	

（2）第６条第３項第２号関係

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
数理計算上の差異（N-7年度以前発生分）	▲ 1,004,409	70,192	1,647,760	664,661	144,023	1,522,227	304,445	0	0	0	0	0	0	0	貸方の場合は▲表示で記載
数理計算上の差異（N-6年度発生分）	0	▲ 75,059	▲ 75,144	▲ 64,994	▲ 64,992	▲ 280,189	▲ 56,038	0	0	0	0	0	0	0	貸方の場合は▲表示で記載
数理計算上の差異（N-5年度発生分）	0	0	173,712	147,207	147,208	468,127	93,625	147,208	0	0	0	0	147,208	29,442	貸方の場合は▲表示で記載
数理計算上の差異（N-4年度発生分）	0	0	0	386,148	386,148	772,296	154,459	386,148	386,148	0	0	0	772,296	154,459	貸方の場合は▲表示で記載
数理計算上の差異（N-3年度発生分）	0	0	0	0	▲ 444,739	▲ 444,739	▲ 88,948	▲ 444,738	▲ 444,738	▲ 444,739	0	0	▲ 1,334,215	▲ 266,843	貸方の場合は▲表示で記載
数理計算上の差異（N-2年度発生分）	0	0	0	0	0	0	0	572,318	572,318	572,319	572,318	0	2,289,273	457,855	貸方の場合は▲表示で記載
合計	▲ 1,004,409	▲ 4,867	1,746,328	1,133,022	167,648	2,037,722	407,544	660,936	513,728	127,580	572,318	0	1,874,562	374,912	

数理計算上の差異の償却年数（年）	5

（3）第６条第３項第３号関係

［ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
分析（採油含む）	0	0	0	0	0	0	0	98,626	14,795	0	0	0	113,421	22,684	
運搬・処理	8,611	3,347,800	0	0	0	3,356,411	671,282	0	0	0	0	0	0	0	
その他	0	▲ 1,022,167	▲ 255,592	▲ 409,941	▲ 144,862	▲ 1,832,562	▲ 366,512	0	0	0	0	0	0	0	
合計	8,611	2,325,633	▲ 255,592	▲ 409,941	▲ 144,862	1,523,849	304,770	98,626	14,795	0	0	0	113,421	22,684	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
道路占用料	512,780	740,896	731,393	919,768	935,924	3,840,761	768,152	768,054	768,054	768,054	768,054	768,054	3,840,270	768,054	
水面使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
線路使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
電柱敷地料	886,112	1,221,738	1,189,822	1,428,241	1,427,368	6,153,281	1,230,656	1,230,499	1,230,499	1,230,499	1,230,499	1,230,499	6,152,495	1,230,499	
線下補償料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
河敷料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
占用関係借地料	458,110	697,799	885,031	1,217,364	1,188,945	4,447,249	889,450	889,337	889,337	889,337	889,337	889,337	4,446,685	889,337	
その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	1,857,002	2,660,433	2,806,246	3,565,373	3,552,237	14,441,291	2,888,258	2,887,890	2,887,890	2,887,890	2,887,890	2,887,890	14,439,450	2,887,890	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
受益者負担金	432	222	504	414	479	2,051	410	411	411	411	411	411	2,055	411	
推進機関の会費（特別会費を含む）	105,852	118,746	168,791	361,215	385,586	1,140,190	228,038	299,351	299,351	299,351	299,351	299,351	1,496,755	299,351	
災害等扶助拠出金	0	0	0	0	34,719	34,719	6,944	211,942	213,847	214,183	214,552	214,767	1,069,291	213,858	
合計	106,284	118,968	169,295	361,629	420,784	1,176,960	235,392	511,704	513,609	513,945	514,314	514,529	2,568,101	513,620	

［貸倒損］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
貸倒損引当額	▲ 21,933	▲ 44,737	▲ 611	10,523	411,180	354,422	70,884	71,733	71,733	71,733	71,733	71,734	358,666	71,733	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	2,444	100,026	611	94	2,506	105,681	21,136	19,114	19,114	19,114	19,114	19,114	95,570	19,114	
合計	▲ 19,489	55,289	0	10,617	413,686	460,103	92,021	90,847	90,847	90,847	90,847	90,848	454,236	90,847	

［振替損失調整額］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
振替損失電力量（千kWh）	77,616	49,429	54,350	37,629	14,693	233,717	46,743	14,693	14,693	14,693	14,693	14,693	73,465	14,693	
振替損失調整額	835,920	591,841	725,783	428,154	189,168	2,770,866	554,173	189,168	189,168	189,168	189,168	189,168	945,840	189,168	

［インバランス収支過不足額］

参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額（千円）	▲ 1,471,636

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
インバランス収支過不足額	▲ 2,861,413	▲ 226,850	1,608,109	4,477,447	▲ 5,314,579	▲ 2,317,286	▲ 463,457	0	0	0	0	0	0	0	貸方の場合は▲表示で記載
「参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額」に係る回収・還元調整額								294,328	3,501,389	3,501,390	3,501,390	3,501,390	14,299,887	2,859,977	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年度の収支過不足額に伴う調整額12,828,251千円が含まれる
合計								294,328	3,501,389	3,501,390	3,501,390	3,501,390	14,299,887	2,859,977	

（4）第６条第３項第８号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法第二十八条の四十第一項第五号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）	0	0	0	0	0	0	0	0	4,224,136	2,088,413	3,485,602	3,744,562	13,542,713	2,708,543	
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用	3,943	3,734	63,758	60,591	59,773	191,799	38,360	53,638	0	329,990	22,052	24,441	430,121	86,024	
電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用	142,446	262,848	286,461	86,361	129,300	907,416	181,483	1,754,810	675,982	675,982	129,300	129,300	3,365,374	673,075	
最終保障供給に係る利益又は損失	▲ 2,209	▲ 1,402	0	▲ 21,137	▲ 10,160	▲ 34,908	▲ 6,982	71,337	▲ 576,261	▲ 576,261	▲ 576,262	▲ 576,262	▲ 2,233,709	▲ 446,742	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年3月から2023年3月までの調整額として▲2,198,799千円が含まれる
合計	144,180	265,180	350,219	125,815	178,913	1,064,307	212,861	1,879,785	4,323,857	2,518,124	3,060,692	3,322,041	15,104,499	3,020,900	

第７表

事後検証費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
託送料 ※1	4,492,383	4,500,542	4,432,380	4,339,206	4,595,849	22,360,360	4,472,072	4,546,318	4,546,455	4,517,526	4,527,858	4,566,445	22,704,602	4,540,920	
補償費	295,116	264,376	349,526	243,800	281,913	1,434,731	286,946	323,611	323,611	323,611	323,611	323,610	1,618,054	323,611	
事業者間精算費	474,340	343,124	790,464	464,910	205,184	2,278,022	455,604	205,184	205,184	205,184	205,184	205,184	1,025,920	205,184	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	93,475	1,863,217	14,167	59,753	104,721	2,135,333	427,067	201,182	201,182	201,182	201,182	201,182	1,005,910	201,182	
調整力の確保に要する費用 ※3	10,103,912	10,873,629	14,092,266	28,152,531	24,227,009	87,449,347	17,489,869	21,294,528	19,198,758	22,516,038	19,489,020	19,240,224	101,738,568	20,347,714	
発電抑制に要する費用 ※4	0	0	0	0	0	0	0	740	1,120	1,860	2,230	2,970	8,920	1,784	
事後検証費用計	15,459,226	17,844,888	19,678,803	33,260,200	29,414,676	115,657,793	23,131,559	26,571,563	24,476,310	27,765,401	24,749,085	24,539,615	128,101,974	25,620,395	

（記載注意）

※1：連系線の増強等に係る費用に限る。

※2：災害等扶助交付金を含む。

※3：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。

※4：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第７条第３項第１号関係

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
周波数変換設備	6,063	6,017	5,325	31,349	330,647	379,401	75,880	243,726	243,726	204,210	204,210	169,829	1,065,701	213,140	
連系設備	4,486,320	4,494,525	4,427,055	4,307,857	4,265,202	21,980,959	4,396,192	4,302,592	4,302,729	4,313,316	4,323,648	4,396,616	21,638,901	4,327,780	
合計	4,492,383	4,500,542	4,432,380	4,339,206	4,595,849	22,360,360	4,472,072	4,546,318	4,546,455	4,517,526	4,527,858	4,566,445	22,704,602	4,540,920	

［事業者間精算費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	電力量料金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	1,124,408	864,584	2,045,410	1,065,858	300,463	5,400,723	1,080,145	300,463	300,463	300,463	300,463	300,463	1,502,315	300,463	
	電力量料金	404,787	311,251	736,348	383,709	108,167	1,944,262	388,852	108,167	108,167	108,167	108,167	108,167	540,835	108,167	
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	286,219	153,450	72,109	122,343	102,573	736,694	147,339	102,573	102,573	102,573	102,573	102,573	512,865	102,573	
	電力量料金	54,382	29,156	13,701	23,246	19,489	139,974	27,995	19,489	19,489	19,489	19,489	19,489	97,445	19,489	
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	8,132	1,635	32,530	40,324	51,748	134,369	26,874	51,748	51,748	51,748	51,748	51,748	258,740	51,748	
	電力量料金	8,540	1,716	34,157	42,340	54,335	141,088	28,218	54,335	54,335	54,335	54,335	54,335	271,675	54,335	
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	4	59	1,919	6,508	5,604	14,094	2,819	5,604	5,604	5,604	5,604	5,604	28,020	5,604	
	電力量料金	1	16	546	2,061	2,178	4,802	960	2,178	2,178	2,178	2,178	2,178	10,890	2,178	
関西電力送配電	電力量（千kWh）	8,200	1,390	10,233	25,982	38,817	84,622	16,924	38,817	38,817	38,817	38,817	38,817	194,085	38,817	
	電力量料金	1,907	320	2,353	5,976	8,928	19,484	3,897	8,928	8,928	8,928	8,928	8,928	44,640	8,928	
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	3,653	641	4,078	8,718	11,866	28,956	5,791	11,866	11,866	11,866	11,866	11,866	59,330	11,866	
	電力量料金	1,095	192	1,223	2,615	3,559	8,684	1,737	3,559	3,559	3,559	3,559	3,559	17,795	3,559	
四国電力送配電	電力量（千kWh）	3,608	420	1,671	5,334	8,666	19,699	3,940	8,666	8,666	8,666	8,666	8,666	43,330	8,666	
	電力量料金	2,722	319	1,270	3,922	6,587	14,820	2,964	6,587	6,587	6,587	6,587	6,587	32,935	6,587	
九州電力送配電	電力量（千kWh）	3,236	552	3,093	3,719	6,932	17,532	3,506	6,932	6,932	6,932	6,932	6,932	34,660	6,932	
	電力量料金	906	154	866	1,041	1,941	4,908	982	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	9,705	1,941	
合計	電力量（千kWh）	1,437,460	1,022,731	2,171,043	1,278,786	526,669	6,436,689	1,287,338	526,669	526,669	526,669	526,669	526,669	2,633,345	526,669	
	電力量料金	474,340	343,124	790,464	464,910	205,184	2,278,022	455,604	205,184	205,184	205,184	205,184	205,184	1,025,920	205,184	

（２）第７条第３項第２号関係

［補償費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
定期的補償費	3,671	3,546	3,881	4	5	11,107	2,221	2,698	2,698	2,698	2,698	2,698	13,490	2,698	
臨時的補償費	209,408	216,691	258,171	175,999	240,356	1,100,625	220,125	248,307	248,307	248,307	248,307	248,306	1,241,534	248,307	
損害賠償費	82,037	44,139	87,474	67,797	41,552	322,999	64,600	72,606	72,606	72,606	72,606	72,606	363,030	72,606	
その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	295,116	264,376	349,526	243,800	281,913	1,434,731	286,946	323,611	323,611	323,611	323,611	323,610	1,618,054	323,611	

（３）第７条第３項第３号関係

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
委託費	0	13,200	0	0	0	13,200	2,640	0	0	0	0	0	0	0	
修繕費	93,475	1,642,273	14,167	59,753	104,721	1,914,389	382,878	335,302	335,302	335,302	335,302	335,302	1,676,510	335,302	
固定資産除却費	0	207,744	0	0	0	207,744	41,549	0	0	0	0	0	0	0	
災害等扶助交付金	0	0	0	0	0	0	0	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 670,600	▲ 134,120	▲表示で記載
（　　何　　）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	93,475	1,863,217	14,167	59,753	104,721	2,135,333	427,067	201,182	201,182	201,182	201,182	201,182	1,005,910	201,182	

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］過去10年間の実績額

（単位：千円）

	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	参照期間		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	10ヶ年計	10ヶ年平均	
委託費	0	0	0	0	0			0	13,200	0	0	0	13,200	1,320	
修繕費	0	493,956	135,885	0	808,786			93,475	1,642,273	14,167	59,753	104,721	3,353,016	335,302	
固定資産除却費	0	0	0	0	0			0	207,744	0	0	0	207,744	20,774	
災害等扶助交付金	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
（　　何　　）	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	
その他	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	
合計	0	493,956	135,885	0	808,786			93,475	1,863,217	14,167	59,753	104,721	3,573,960	357,396	

（４）第７条第３項第４号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
一般送配電事業者が、電気の周波数の値の維持及びインバランスを調整するための指令をすることができる調整電源等を公募により調達するのに要する費用	8,957,914	8,252,733	7,822,933	20,205,808	17,004,195	62,243,583	12,448,717	12,253,374	0	0	0	0	12,253,374	2,450,675	
一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用	835,556	1,310,901	5,790,001	7,319,155	6,587,743	21,843,356	4,368,671	4,672,987	0	0	0	0	4,672,987	934,597	
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用	0	0	0	0	0	0	0	4,164,599	19,198,758	22,516,038	19,489,020	19,240,224	84,608,639	16,921,728	
その他	310,442	1,309,995	479,332	627,568	635,071	3,362,408	672,482	203,568	0	0	0	0	203,568	40,714	
合計	10,103,912	10,873,629	14,092,266	28,152,531	24,227,009	87,449,347	17,489,869	21,294,528	19,198,758	22,516,038	19,489,020	19,240,224	101,738,568	20,347,714	

第８表

次世代投資費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
減価償却費	19,728	113,986	57,124	78,398	220,813	490,049	98,010	472,435	607,630	806,601	1,759,758	2,266,816	5,913,240	1,182,648	
固定資産税	0	0	6,778	5,531	6,192	18,501	3,700	30,607	40,229	54,146	67,943	84,019	276,944	55,389	
研究費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
委託費	0	0	52,920	155,027	116,812	324,759	64,952	1,452,995	1,531,785	579,034	3,246,789	818,892	7,629,495	1,525,899	
諸費	0	0	0	0	75,516	75,516	15,103	656,656	828,036	1,003,708	2,450,791	914,809	5,854,000	1,170,800	
（何）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
その他	0	0	158	11,936	33,616	45,710	9,142	1,434,232	1,581,339	1,481,769	3,192,519	4,004,342	11,694,201	2,338,840	
次世代投資費用計	19,728	113,986	116,980	250,892	452,949	954,535	190,907	4,046,925	4,589,019	3,925,258	10,717,800	8,088,878	31,367,880	6,273,576	

第９表

事業報酬明細表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
特定固定資産		610,186,950	623,051,946	634,707,404	648,996,872	675,662,174	3,192,605,346	638,521,069	
建設中の資産		12,293,401	15,832,808	21,207,281	23,956,510	16,596,003	89,886,003	17,977,201	
特定投資		3,054,649	2,817,414	2,599,612	2,400,227	2,216,665	13,088,567	2,617,713	
運転資本	営業資本	16,886,879	16,886,124	16,860,247	17,065,025	16,530,265	84,228,540	16,845,708	
	貯蔵品	3,314,402	3,354,416	3,386,931	3,422,017	3,454,832	16,932,598	3,386,520	
	計	20,201,281	20,240,540	20,247,178	20,487,042	19,985,097	101,161,138	20,232,228	
繰延償却資産		0	0	0	0	0	0	0	
レートベース計		645,736,281	661,942,708	678,761,475	695,840,651	714,459,939	3,396,741,054	679,348,211	
報酬率		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	
事業報酬計		9,686,044	9,929,141	10,181,422	10,437,610	10,716,899	50,951,116	10,190,223	

第１０表

追加事業報酬明細表

（単位：千円）

	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均	
追加事業報酬額	416,209	418,363	435,457	450,256	521,944	2,242,229	448,446	
追加事業報酬計	416,209	418,363	435,457	450,256	521,944	2,242,229	448,446	

第１１表

追加事業報酬対象額明細表

（単位：千円）

	設備名称	区間	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
								5ヶ年計	5ヶ年平均	
特定固定資産	新北本連系設備	北斗変換所～今別変換所	50,201,920	47,547,719	44,892,038	42,257,630	39,700,897	224,600,204	44,920,041	
特定固定資産	新々北本連系設備	北斗変換所～今別変換所	0	0	0	33,799	19,214,833	19,248,632	3,849,726	
特定固定資産	（何）	（何）	0	0	0	0	0	0	0	
建設中の資産	新々北本連系設備	北斗変換所～今別変換所	2,237,961	5,416,568	10,569,299	15,342,439	8,460,201	42,026,468	8,405,294	
特定投資	東京中部間直流連系設備	飛騨変換所～信濃変換所	3,054,649	2,817,414	2,599,612	2,400,227	2,216,665	13,088,567	2,617,713	
特定投資	（何）	（何）	0	0	0	0	0	0	0	
合計			55,494,530	55,781,701	58,060,949	60,034,095	69,592,596	298,963,871	59,792,774	

第１２表

控除収益明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
託送収益 ※1	647,321	340,720	417,240	676,610	277,601	2,359,492	471,898	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 593,075	▲ 118,615	▲表示で記載
事業者間精算収益	▲ 104,212	▲ 40,597	▲ 72,716	▲ 279,405	▲ 1,371,987	▲ 1,868,917	▲ 373,783	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 6,859,935	▲ 1,371,987	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	▲ 2,014,036	▲ 1,933,906	▲ 2,018,613	▲ 4,913,354	▲ 5,646,936	▲ 16,526,845	▲ 3,305,369	▲ 5,089,361	▲ 4,989,569	▲ 4,934,302	▲ 4,934,302	▲ 5,149,923	▲ 25,097,457	▲ 5,019,491	▲表示で記載
預金利息	▲ 507	▲ 367	▲ 210	0	0	▲ 1,084	▲ 217	▲ 217	▲ 217	▲ 217	▲ 217	▲ 217	▲ 1,085	▲ 217	▲表示で記載
控除収益計	▲ 1,471,434	▲ 1,634,150	▲ 1,674,299	▲ 4,516,149	▲ 6,741,322	▲ 16,037,354	▲ 3,207,471	▲ 6,580,180	▲ 6,480,388	▲ 6,425,121	▲ 6,425,121	▲ 6,640,742	▲ 32,551,552	▲ 6,510,310	

（記載注意）

※1：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。

※2：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（1）第１１条第３項関係

［託送収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
全国融通振替料金	▲ 1,250	▲ 662	▲ 26	▲ 12,218	▲ 5,384	▲ 19,540	▲ 3,908	▲ 5,384	▲ 5,384	▲ 5,384	▲ 5,384	▲ 5,384	▲ 26,920	▲ 5,384	▲表示で記載
広域需給調整振替料金	0	0	0	▲ 5,719	▲ 69,653	▲ 75,372	▲ 15,074	▲ 69,653	▲ 69,653	▲ 69,653	▲ 69,653	▲ 69,653	▲ 348,265	▲ 69,653	▲表示で記載
その他託送収益	648,571	341,382	417,266	694,547	352,638	2,454,404	490,881	▲ 43,578	▲ 43,578	▲ 43,578	▲ 43,578	▲ 43,578	▲ 217,890	▲ 43,578	▲表示で記載
（　　何　　）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
（　　何　　）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
合計	647,321	340,720	417,240	676,610	277,601	2,359,492	471,898	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 593,075	▲ 118,615	

［事業者間精算収益］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	電力量料金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 41,067	▲ 20,061	▲ 2,794	▲ 17,355	▲ 114,222	▲ 195,499	▲ 39,100	▲ 114,222	▲ 114,222	▲ 114,222	▲ 114,222	▲ 114,222	▲ 571,110	▲ 114,222	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 11,499	▲ 5,617	▲ 782	▲ 4,859	▲ 31,982	▲ 54,739	▲ 10,948	▲ 31,982	▲ 31,982	▲ 31,982	▲ 31,982	▲ 31,982	▲ 159,910	▲ 31,982	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 182,820	▲ 77,127	▲ 233,661	▲ 802,506	▲ 2,218,874	▲ 3,514,988	▲ 702,998	▲ 2,218,874	▲ 2,218,874	▲ 2,218,874	▲ 2,218,874	▲ 2,218,874	▲ 11,094,370	▲ 2,218,874	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 51,190	▲ 21,596	▲ 65,426	▲ 224,702	▲ 1,244,796	▲ 1,607,710	▲ 321,542	▲ 1,244,796	▲ 1,244,796	▲ 1,244,796	▲ 1,244,796	▲ 1,244,796	▲ 6,223,980	▲ 1,244,796	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 5,844	▲ 5,803	▲ 1,342	▲ 14,263	▲ 56,015	▲ 83,267	▲ 16,653	▲ 56,015	▲ 56,015	▲ 56,015	▲ 56,015	▲ 56,015	▲ 280,075	▲ 56,015	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 9,058	▲ 8,995	▲ 2,048	▲ 18,923	▲ 51,987	▲ 91,011	▲ 18,202	▲ 51,987	▲ 51,987	▲ 51,987	▲ 51,987	▲ 51,987	▲ 259,935	▲ 51,987	▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 563	▲ 78	▲ 228	▲ 2,255	▲ 3,908	▲ 7,032	▲ 1,406	▲ 3,908	▲ 3,908	▲ 3,908	▲ 3,908	▲ 3,908	▲ 19,540	▲ 3,908	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 873	▲ 122	▲ 351	▲ 3,327	▲ 3,482	▲ 8,155	▲ 1,631	▲ 3,482	▲ 3,482	▲ 3,482	▲ 3,482	▲ 3,482	▲ 17,410	▲ 3,482	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 12,699	▲ 2,375	▲ 465	▲ 10,241	▲ 17,622	▲ 43,402	▲ 8,680	▲ 17,622	▲ 17,622	▲ 17,622	▲ 17,622	▲ 17,622	▲ 88,110	▲ 17,622	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 19,684	▲ 3,680	▲ 696	▲ 13,320	▲ 17,355	▲ 54,735	▲ 10,947	▲ 17,355	▲ 17,355	▲ 17,355	▲ 17,355	▲ 17,355	▲ 86,775	▲ 17,355	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 4,800	▲ 156	▲ 520	▲ 3,353	▲ 10,782	▲ 19,611	▲ 3,922	▲ 10,782	▲ 10,782	▲ 10,782	▲ 10,782	▲ 10,782	▲ 53,910	▲ 10,782	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 7,440	▲ 242	▲ 796	▲ 4,878	▲ 10,207	▲ 23,563	▲ 4,713	▲ 10,207	▲ 10,207	▲ 10,207	▲ 10,207	▲ 10,207	▲ 51,035	▲ 10,207	▲表示で記載
四国電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 715	▲ 29	▲ 922	▲ 2,515	▲ 6,069	▲ 10,250	▲ 2,050	▲ 6,069	▲ 6,069	▲ 6,069	▲ 6,069	▲ 6,069	▲ 30,345	▲ 6,069	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 1,108	▲ 46	▲ 1,303	▲ 3,571	▲ 6,106	▲ 12,134	▲ 2,427	▲ 6,106	▲ 6,106	▲ 6,106	▲ 6,106	▲ 6,106	▲ 30,530	▲ 6,106	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 2,167	▲ 193	▲ 857	▲ 4,373	▲ 7,218	▲ 14,808	▲ 2,962	▲ 7,218	▲ 7,218	▲ 7,218	▲ 7,218	▲ 7,218	▲ 36,090	▲ 7,218	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 3,360	▲ 299	▲ 1,314	▲ 5,825	▲ 6,072	▲ 16,870	▲ 3,374	▲ 6,072	▲ 6,072	▲ 6,072	▲ 6,072	▲ 6,072	▲ 30,360	▲ 6,072	▲表示で記載
合計	電力量（千kWh）	▲ 250,675	▲ 105,822	▲ 240,789	▲ 856,861	▲ 2,434,710	▲ 3,888,857	▲ 777,771	▲ 2,434,710	▲ 2,434,710	▲ 2,434,710	▲ 2,434,710	▲ 2,434,710	▲ 12,173,550	▲ 2,434,710	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 104,212	▲ 40,597	▲ 72,716	▲ 279,405	▲ 1,371,987	▲ 1,868,917	▲ 373,783	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 6,859,935	▲ 1,371,987	▲表示で記載

［電気事業雑収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
契約超過金	▲ 30,393	▲ 27,922	▲ 25,507	▲ 14	▲ 446	▲ 84,282	▲ 16,856	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
違約金	▲ 694	▲ 407	0	0	0	▲ 1,101	▲ 220	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
諸貸付料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
受託運転益	▲ 11,880	▲ 12,585	▲ 12,895	0	0	▲ 37,360	▲ 7,472	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
器具販売益	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
受託工事益	▲ 3	▲ 120	▲ 5,765	▲ 4	▲ 7	▲ 5,899	▲ 1,180	▲ 31	▲ 29	▲ 22	▲ 22	▲ 22	▲ 126	▲ 25	▲表示で記載
広告料	▲ 2,054	▲ 2,022	▲ 3,563	▲ 10,413	▲ 9,883	▲ 27,935	▲ 5,587	▲ 9,883	▲ 9,883	▲ 9,883	▲ 9,883	▲ 9,883	▲ 49,415	▲ 9,883	▲表示で記載
供給雑収	▲ 117,195	▲ 77,302	▲ 83,840	▲ 84,994	▲ 78,743	▲ 442,074	▲ 88,415	▲ 97,221	▲ 97,221	▲ 73,121	▲ 73,121	▲ 73,121	▲ 413,805	▲ 82,761	▲表示で記載
系統設置交付金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲ 111,086	▲ 111,086	▲ 22,217	▲表示で記載
広域系統整備交付金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
雑口	▲ 1,851,817	▲ 1,813,548	▲ 1,887,043	▲ 4,817,929	▲ 5,557,857	▲ 15,928,194	▲ 3,185,639	▲ 4,982,226	▲ 4,882,436	▲ 4,851,276	▲ 4,851,276	▲ 4,955,811	▲ 24,523,025	▲ 4,904,605	▲表示で記載
合計	▲ 2,014,036	▲ 1,933,906	▲ 2,018,613	▲ 4,913,354	▲ 5,646,936	▲ 16,526,845	▲ 3,305,369	▲ 5,089,361	▲ 4,989,569	▲ 4,934,302	▲ 4,934,302	▲ 5,149,923	▲ 25,097,457	▲ 5,019,491	▲表示で記載
（再掲）共架料	▲ 606,168	▲ 617,398	▲ 592,853	▲ 1,901,469	▲ 1,921,199	▲ 5,639,087	▲ 1,127,817	▲ 1,926,107	▲ 1,926,107	▲ 1,926,107	▲ 1,926,107	▲ 1,926,107	▲ 9,630,535	▲ 1,926,107	▲表示で記載
（参考）災害等扶助交付金	0	0	0	0	0	0	0	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 670,600	▲ 134,120	▲表示で記載

４．一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

様式第３（第８条関係）

７ 部 門 整 理 表 （１）

（単位：千円）

	水力発電費			火力発電費			新エネルギー等発電等費			送電費		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般
役員給与	－	－	－	－	－	－	－	－	－	120,170	－	120,170
給料手当	－	－	－	－	－	－	－	－	－	24,345,407	22,258,752	2,086,655
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲614,562	▲614,375	▲187
退職給与金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,978,824	－	1,978,824
厚生費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	4,532,941	3,772,724	760,217
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	－	－	－	－	－	－	550,457	241,337	309,120
燃料費	－	－	－	10,054,607	10,054,607	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	－	－	－	50	50	－	－	－	－	459,401	353,686	105,715
修繕費	233,770	233,770	－	2,832,263	2,832,263	－	－	－	－	23,962,937	23,089,512	873,425
水利使用料	3,595	3,595	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	893,374	892,885	489
賃借料	1,405	1,405	－	3,569	3,569	－	－	－	－	7,823,995	6,246,994	1,577,001
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	32,506,482	32,506,482	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,025,920	1,025,920	－
委託費	－	－	－	1,313,619	1,308,188	5,431	－	－	－	14,300,073	12,106,020	2,194,053
損害保険料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
普及開発関係費	3	－	3	166	－	166	－	－	－	2,182	－	2,182
養成費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	251,666	－	251,666
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	42,560	－	42,560
諸費	－	－	－	9,260	9,260	－	－	－	－	12,117,782	4,528,225	7,589,557
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	10,040	10,040	－	134,870	134,870	－	－	－	－	9,253,875	9,112,244	141,631
雑税	227	105	122	6,844	3,150	3,694	－	－	－	137,352	63,210	74,142
減価償却費	36,604	36,604	－	1,175,061	1,175,061	－	－	－	－	48,784,950	47,081,818	1,703,132
固定資産除却費	2,525	2,525	－	154,089	154,089	－	－	－	－	12,264,151	12,143,996	120,155
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	▲104	－	▲104	▲1,270	－	▲1,270	▲3,259	－	▲3,259	▲95,062	－	▲95,062
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲2	－	▲2	▲86	－	▲86	－	－	－	▲1,135	－	▲1,135
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	139	－	139	2,072	－	2,072	1,355	－	1,355	169,975	－	169,975
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	808	－	808	43,074	－	43,074	22	－	22	566,247	－	566,247
電気事業報酬	11,381	－	11,381	232,292	－	232,292	6,540	－	6,540	14,403,590	－	14,403,590
合計	300,391	288,044	12,347	15,960,480	15,675,107	285,373	4,658	－	4,658	209,783,552	174,809,430	34,974,122

（記載注意）

１　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。

２　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注１　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。

２　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。

３　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第３（第８条関係）

７ 部 門 整 理 表 （２）

（単位：千円）

	変電費			配電費			販売費			合計	帰属方法別（%）		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般		直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	96,080	－	96,080	173,980	－	173,980	109,770	－	109,770	500,000	0.0	100.0	0.0
給料手当	19,644,833	17,976,481	1,668,352	36,488,974	33,467,952	3,021,022	21,767,229	19,861,161	1,906,068	102,246,443	0.0	100.0	0.0
給料手当振替額（貸方）	▲314,535	▲314,385	▲150	▲1,816,427	▲1,816,155	▲272	▲37,031	▲36,860	▲171	▲2,782,555	0.0	100.0	0.0
退職給与金	1,582,137	－	1,582,137	2,864,906	－	2,864,906	1,807,568	－	1,807,568	8,233,435	0.0	100.0	0.0
厚生費	3,685,230	3,077,410	607,820	6,785,445	5,684,816	1,100,629	4,747,193	4,052,768	694,425	19,750,809	0.0	100.0	0.0
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	433,791	186,639	247,152	1,845,361	1,397,823	447,538	1,095,390	813,022	282,368	3,924,999	0.0	100.0	0.0
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	10,054,607	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	741,992	657,469	84,523	1,086,336	933,285	153,051	522,561	425,995	96,566	2,810,340	0.0	100.0	0.0
修繕費	15,242,939	14,518,749	724,190	155,895,583	153,668,790	2,226,793	3,017,925	－	3,017,925	201,185,417	26.5	73.5	0.0
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3,595	－	－	－
補償費	134,493	134,420	73	338,675	338,490	185	262,228	262,085	143	1,628,770	0.0	0.0	100.0
賃借料	2,863,697	1,729,121	1,134,576	16,399,794	14,067,835	2,331,959	1,480,063	－	1,480,063	28,572,523	0.0	100.0	0.0
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	32,506,482	－	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,025,920	－	－	－
委託費	3,260,444	1,441,269	1,819,175	41,019,400	34,766,186	6,253,214	14,109,872	7,717,946	6,391,926	74,003,408	24.2	0.0	75.8
損害保険料	127,415	50,350	77,065	－	－	－	－	－	－	127,415	0.0	0.0	100.0
普及開発関係費	1,275	－	1,275	4,171	－	4,171	858	－	858	8,655	0.0	0.0	100.0
養成費	201,705	－	201,705	382,229	－	382,229	172,080	－	172,080	1,007,680	34.7	65.3	0.0
研究費	19,940	－	19,940	2,239,977	－	2,239,977	673,761	－	673,761	2,976,238	4.2	0.0	95.8
諸費	8,638,666	2,570,557	6,068,109	23,661,016	12,581,469	11,079,547	16,184,549	8,228,846	7,955,703	60,611,273	3.4	0.0	96.6
貸倒損	－	－	－	－	－	－	455,585	455,585	－	455,585	－	－	－
固定資産税	6,528,440	6,397,849	130,591	17,954,015	17,464,558	489,457	2,242,657	1,273,945	968,712	36,123,897	41.6	58.4	0.0
雑税	647,879	298,150	349,729	48,315	22,235	26,080	28,803	13,255	15,548	869,420	0.0	0.0	100.0
減価償却費	39,827,178	38,256,803	1,570,375	50,898,948	45,013,172	5,885,776	11,648,881	－	11,648,881	152,371,622	41.6	58.4	0.0
固定資産除却費	8,839,611	8,728,822	110,789	18,314,420	17,899,182	415,238	821,821	－	821,821	40,396,617	41.6	58.4	0.0
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	▲62,984	－	▲62,984	▲113,887	－	▲113,887	▲4,374	－	▲4,374	▲280,940	0.0	100.0	0.0
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲893	▲230	▲663	▲2,168	－	▲2,168	▲446	－	▲446	▲4,730	0.0	0.0	100.0
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	114,082	－	114,082	303,004	－	303,004	11,673	－	11,673	602,300	0.0	100.0	0.0
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	330,801	－	330,801	1,082,100	－	1,082,100	222,713	－	222,713	2,245,765	0.0	0.0	100.0
電気事業報酬	9,973,764	－	9,973,764	25,050,322	－	25,050,322	1,168,110	－	1,168,110	50,845,999	97.1	0.0	2.9
合計	122,557,980	95,709,474	26,848,506	400,904,489	335,489,638	65,414,851	82,509,439	43,067,748	39,441,691	832,020,989	39.9	29.3	30.8

（記載注意）

１　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。

２　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注１　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。

２　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。

３　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第４（第１０条関係）

送 配 電 関 連 費 整 理 表 （ １ ）

（単位：千円）

	総離島等供給費				総アンシラリーサービス費	総送電費	受電用変電サービス費	配電用変電サービス費
		水力発電費分	火力発電費分	新エネルギー等発電等費分				
役員給与	－	－	－	－		120,170	55,919	40,161
給料手当	－	－	－	－		24,345,407	11,433,293	8,211,540
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－		▲614,562	▲183,059	▲131,476
退職給与金	－	－	－	－		1,978,824	920,804	661,333
厚生費	－	－	－	－		4,532,941	2,144,804	1,540,426
委託検針費	－	－	－	－		－	－	－
委託集金費	－	－	－	－		－	－	－
雑給	－	－	－	－		550,457	252,466	181,325
燃料費	10,054,607	－	10,054,607	－		－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－		－	－	－
消耗品費	50	－	50	－		459,401	431,839	310,153
修繕費	3,066,033	233,770	2,832,263	－		23,962,937	10,139,755	5,103,184
水利使用料	3,595	3,595	－	－		－	－	－
補償費	－	－	－	－		893,374	15,741	118,752
賃借料	4,974	1,405	3,569	－		7,823,995	1,450,285	1,413,412
託送料	－	－	－	－		32,506,482	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－		1,025,920	－	－
委託費	1,313,619	－	1,313,619	－		14,300,073	2,168,880	1,091,564
損害保険料	－	－	－	－		－	70,729	56,686
普及開発関係費	169	3	166	－		2,182	742	533
養成費	－	－	－	－		251,666	117,392	84,313
研究費	－	－	－	－		42,560	11,605	8,335
諸費	9,260	－	9,260	－		12,117,782	5,027,704	3,610,962
貸倒損	－	－	－	－		－	－	－
固定資産税	144,910	10,040	134,870	－		9,253,875	3,624,002	2,904,438
雑税	7,071	227	6,844	－		137,352	377,066	270,813
減価償却費	1,211,665	36,604	1,175,061	－		48,784,950	22,108,465	17,718,713
固定資産除却費	156,614	2,525	154,089	－		12,264,151	4,906,956	3,932,655
共有設備費等分担額	－	－	－	－		－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－		－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	203,568	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	362,455	－	－	362,455	137,231,352	－	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－		－				
建設分担関連費振替額（貸方）	▲4,633	▲104	▲1,270	▲3,259		▲95,062	▲36,657	▲26,327
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲88	▲2	▲86	－		▲1,135	▲520	▲373
開発費	－	－	－	－		－	－	－
開発費償却	－	－	－	－		－	－	－
株式交付費	－	－	－	－		－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－		－	－	－
社債発行費	3,566	139	2,072	1,355		169,975	63,328	50,754
社債発行費償却	－	－	－	－		－	－	－
法人税等	43,904	808	43,074	22		566,247	183,631	147,170
電気事業報酬	250,213	11,381	232,292	6,540		14,403,590	5,536,536	4,437,228
自社アンシラリーサービス費					1,262,421			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	16,627,984	300,391	15,960,480	367,113	138,697,341	209,783,552	70,821,706	51,736,274

（記載注意）

1　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

2　自社アンシラリーサービス費の欄には、第８条第１項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。

3　その他は、様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第４（第１０条関係）

送 配 電 関 連 費 整 理 表 （ ２ ）

（単位：千円）

	低圧配電費	高圧配電費	需要家費	給電費	一般販売費	合　計	帰属方法別（%）		
							直　課	活動帰属基準	配　賦基　準
役員給与	49,036	107,184	97,247	5,625	24,658	500,000	24.0	25.5	50.5
給料手当	10,284,348	22,479,831	19,487,206	1,115,317	4,889,501	102,246,443	23.8	24.9	51.3
給料手当振替額（貸方）	▲511,956	▲1,119,050	▲212,237	▲1,897	▲8,318	▲2,782,555	22.1	8.0	69.9
退職給与金	807,468	1,764,988	1,601,374	92,616	406,028	8,233,435	24.0	25.5	50.5
厚生費	1,912,465	4,180,322	4,130,266	243,239	1,066,346	19,750,809	23.0	27.5	49.5
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	520,111	1,136,875	981,585	56,126	246,054	3,924,999	14.0	32.7	53.3
燃料費	－	－	－	－	－	10,054,607	100.0	0.0	0.0
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	306,182	669,261	489,298	26,775	117,381	2,810,340	16.3	22.5	61.2
修繕費	28,328,867	61,922,072	66,515,792	1,827,625	319,152	201,185,417	46.5	8.6	44.9
水利使用料	－	－	－	－	－	3,595	100.0	0.0	0.0
補償費	95,455	208,648	224,460	13,436	58,904	1,628,770	54.8	0.0	45.2
賃借料	4,622,251	10,103,452	2,829,073	35,256	289,825	28,572,523	29.8	11.0	59.2
託送料	－	－	－	－	－	32,506,482	100.0	0.0	0.0
事業者間精算費	－	－	－	－	－	1,025,920	100.0	0.0	0.0
委託費	7,471,925	16,332,353	29,875,053	344,149	1,105,792	74,003,408	54.7	0.0	45.3
損害保険料	－	－	－	－	－	127,415	0.0	100.0	0.0
普及開発関係費	1,176	2,569	426	－	858	8,655	37.1	4.9	58.0
養成費	107,731	235,480	163,628	8,817	38,653	1,007,680	25.0	20.9	54.1
研究費	631,333	1,379,987	695,913	61,562	144,943	2,976,238	2.4	0.0	97.6
諸費	5,213,456	11,395,724	18,631,658	733,837	3,870,890	60,611,273	31.6	0.0	68.4
貸倒損	－	－	455,585	－	－	455,585	100.0	0.0	0.0
固定資産税	4,970,417	10,864,485	3,179,537	731,594	450,639	36,123,897	28.0	28.2	43.8
雑税	13,617	29,766	28,880	902	3,953	869,420	17.9	0.0	82.1
減価償却費	14,090,944	30,800,401	8,088,446	8,684,175	883,863	152,371,622	38.5	32.0	29.5
固定資産除却費	5,070,193	11,082,576	2,308,434	612,659	62,379	40,396,617	32.3	27.8	39.9
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	203,568	100.0	0.0	0.0
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	－	137,593,807	100.0	0.0	0.0
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費						－			
建設分担関連費振替額（貸方）	▲32,099	▲70,162	▲11,626	▲4,374	－	▲280,940	37.0	22.4	40.6
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲611	▲1,336	▲544	▲23	▲100	▲4,730	25.9	0.0	74.1
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	83,884	183,356	35,764	11,673	－	602,300	30.8	18.9	50.3
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	299,570	654,810	288,993	11,412	50,028	2,245,765	27.2	0.0	72.8
電気事業報酬	6,934,970	15,158,663	3,032,903	1,068,255	23,641	50,845,999	30.9	0.0	69.1
自社アンシラリーサービス費						1,262,421			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	91,270,733	199,502,255	162,917,114	15,678,756	14,045,070	971,080,785	49.0	13.0	38.0

（記載注意）

1　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

2　自社アンシラリーサービス費の欄には、第８条第１項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。

3　その他は、様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第１１条関係）

送 配 電 関 連 費 明 細 表 （ １ ）

（単位：千円）

	総離島等供給費									総アンシラリーサービス費			総送電費		
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電等費分								
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	－	－	－	－	－	－	－	－	－				120,170	120,170	－
給料手当	－	－	－	－	－	－	－	－	－				24,345,407	24,345,407	－
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				▲614,562	▲614,562	－
退職給与金	－	－	－	－	－	－	－	－	－				1,978,824	1,978,824	－
厚生費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				4,532,941	4,532,941	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
雑給	－	－	－	－	－	－	－	－	－				550,457	550,457	－
燃料費	－	－	－	10,054,607	－	10,054,607	－	－	－				－	－	－
産業廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
消耗品費	－	－	－	50	50	－	－	－	－				459,401	459,401	－
修繕費	233,770	233,770	－	2,832,263	2,832,263	－	－	－	－				23,962,937	23,962,937	－
水利使用料	3,595	3,595	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				893,374	893,374	－
賃借料	1,405	1,405	－	3,569	3,569	－	－	－	－				7,823,995	7,823,995	－
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				32,506,482	30,794,512	1,711,970
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				1,025,920	－	1,025,920
委託費	－	－	－	1,313,619	1,313,619	－	－	－	－				14,300,073	14,300,073	－
損害保険料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
普及開発関係費	3	3	－	166	166	－	－	－	－				2,182	2,182	－
養成費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				251,666	251,666	－
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				42,560	42,560	－
諸費	－	－	－	9,260	9,260	－	－	－	－				12,117,782	12,117,782	－
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
固定資産税	10,040	10,040	－	134,870	134,870	－	－	－	－				9,253,875	9,253,875	－
雑税	227	227	－	6,844	6,844	－	－	－	－				137,352	137,352	－
減価償却費	36,604	36,604	－	1,175,061	1,175,061	－	－	－	－				48,784,950	48,784,950	－
固定資産除却費	2,525	2,525	－	154,089	154,089	－	－	－	－				12,264,151	12,264,151	－
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	203,568	203,568	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	362,455	－	362,455	137,231,352	111,556,232	25,675,120	－	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	▲104	▲104	－	▲1,270	▲1,270	－	▲3,259	▲3,259	－				▲95,062	▲95,062	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲2	▲2	－	▲86	▲86	－	－	－	－				▲1,135	▲1,135	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
社債発行費	139	139	－	2,072	2,072	－	1,355	1,355	－				169,975	169,975	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
法人税等	808	808	－	43,074	43,074	－	22	22	－				566,247	566,247	－
電気事業報酬	11,381	11,381	－	232,292	232,292	－	6,540	6,540	－				14,403,590	14,403,590	－
自社アンシラリーサービス費										1,262,421	1,262,421	－			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	300,391	300,391	－	15,960,480	5,905,873	10,054,607	367,113	4,658	362,455	138,697,341	113,022,221	25,675,120	209,783,552	207,045,662	2,737,890

（記載注意）

様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第１１条関係）

送 配 電 関 連 費 明 細 表 （ ２ ）

（単位：千円）

	受電用変電サービス費			配電用変電サービス費			低圧配電費			高圧配電費			給電費			需要家費	合計
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変		
役員給与	55,919	55,919	－	40,161	40,161	－	49,036	49,036	－	107,184	107,184	－	5,625	5,625	－	97,247	475,342
給料手当	11,433,293	11,433,293	－	8,211,540	8,211,540	－	10,284,348	10,284,348	－	22,479,831	22,479,831	－	1,115,317	1,115,317	－	19,487,206	97,356,942
給料手当振替額（貸方）	▲183,059	▲183,059	－	▲131,476	▲131,476	－	▲511,956	▲511,956	－	▲1,119,050	▲1,119,050	－	▲1,897	▲1,897	－	▲212,237	▲2,774,237
退職給与金	920,804	920,804	－	661,333	661,333	－	807,468	807,468	－	1,764,988	1,764,988	－	92,616	92,616	－	1,601,374	7,827,407
厚生費	2,144,804	2,144,804	－	1,540,426	1,540,426	－	1,912,465	1,912,465	－	4,180,322	4,180,322	－	243,239	243,239	－	4,130,266	18,684,463
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	252,466	252,466	－	181,325	181,325	－	520,111	520,111	－	1,136,875	1,136,875	－	56,126	56,126	－	981,585	3,678,945
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	10,054,607
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	431,839	431,839	－	310,153	310,153	－	306,182	306,182	－	669,261	669,261	－	26,775	26,775	－	489,298	2,692,959
修繕費	10,139,755	10,139,755	－	5,103,184	5,103,184	－	28,328,867	28,328,867	－	61,922,072	61,922,072	－	1,827,625	1,827,625	－	66,515,792	200,866,265
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3,595
補償費	15,741	15,741	－	118,752	118,752	－	95,455	95,455	－	208,648	208,648	－	13,436	13,436	－	224,460	1,569,866
賃借料	1,450,285	1,450,285	－	1,413,412	1,413,412	－	4,622,251	4,622,251	－	10,103,452	10,103,452	－	35,256	35,256	－	2,829,073	28,282,698
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	32,506,482
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,025,920
委託費	2,168,880	2,168,880	－	1,091,564	1,091,564	－	7,471,925	7,471,925	－	16,332,353	16,332,353	－	344,149	344,149	－	29,875,053	72,897,616
損害保険料	70,729	70,729	－	56,686	56,686	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	127,415
普及開発関係費	742	742	－	533	533	－	1,176	1,176	－	2,569	2,569	－	－	－	－	426	7,797
養成費	117,392	117,392	－	84,313	84,313	－	107,731	107,731	－	235,480	235,480	－	8,817	8,817	－	163,628	969,027
研究費	11,605	11,605	－	8,335	8,335	－	631,333	631,333	－	1,379,987	1,379,987	－	61,562	61,562	－	695,913	2,831,295
諸費	5,027,704	5,027,704	－	3,610,962	3,610,962	－	5,213,456	5,213,456	－	11,395,724	11,395,724	－	733,837	733,837	－	18,631,658	56,740,383
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	455,585	455,585
固定資産税	3,624,002	3,624,002	－	2,904,438	2,904,438	－	4,970,417	4,970,417	－	10,864,485	10,864,485	－	731,594	731,594	－	3,179,537	35,673,258
雑税	377,066	377,066	－	270,813	270,813	－	13,617	13,617	－	29,766	29,766	－	902	902	－	28,880	865,467
減価償却費	22,108,465	22,108,465	－	17,718,713	17,718,713	－	14,090,944	14,090,944	－	30,800,401	30,800,401	－	8,684,175	8,684,175	－	8,088,446	151,487,759
固定資産除却費	4,906,956	4,906,956	－	3,932,655	3,932,655	－	5,070,193	5,070,193	－	11,082,576	11,082,576	－	612,659	612,659	－	2,308,434	40,334,238
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	203,568
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	137,593,807
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	▲36,657	▲36,657	－	▲26,327	▲26,327	－	▲32,099	▲32,099	－	▲70,162	▲70,162	－	▲4,374	▲4,374	－	▲11,626	▲280,940
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲520	▲520	－	▲373	▲373	－	▲611	▲611	－	▲1,336	▲1,336	－	▲23	▲23	－	▲544	▲4,630
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	63,328	63,328	－	50,754	50,754	－	83,884	83,884	－	183,356	183,356	－	11,673	11,673	－	35,764	602,300
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	183,631	183,631	－	147,170	147,170	－	299,570	299,570	－	654,810	654,810	－	11,412	11,412	－	288,993	2,195,737
電気事業報酬	5,536,536	5,536,536	－	4,437,228	4,437,228	－	6,934,970	6,934,970	－	15,158,663	15,158,663	－	1,068,255	1,068,255	－	3,032,903	50,822,358
自社アンシラリーサービス費																	1,262,421
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	70,821,706	70,821,706	－	51,736,274	51,736,274	－	91,270,733	91,270,733	－	199,502,255	199,502,255	－	15,678,756	15,678,756	－	162,917,114	957,035,715

（記載注意）

様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５の２（第１１条の２関係）

発 電 側 比 率 整 理 表

発電側の延契約電力		需要側の延契約電力	発電側比率
①（10^3kW）	②（10^3kW）	（10^3kW）	（％）
90,908	127,912	240,233	24.7

（記載注意）

１　発電側の延契約電力①に関しては、第11条の２第１項第１号の規定により算定された値から同項第２号及び第３号の規定により算定された値を合計して得た値を差し引いた値を、同②に関しては、同項第１号の規定により算定された値から同項第３号の規定により算定された値を差し引いた値を記載すること。

２　需要側の延契約電力に関しては、第11条の２第１項第４号の値を記載すること。

様式第５の３（第１１条の３関係）

送 配 電 関 連 固 定 費 整 理 表

（単位：千円）

発電側送配電関連固定費		需要側送配電関連固定費		
総送電費	受電用変電サービス費	総送電費	受電用変電サービス費	その他
40,912,265	13,958,848	166,133,397	56,862,858	477,421,161

（記載注意）

１　様式第３の注１及び２と同様とすること。

２　その他に関しては、需要側送配電関連固定費のうち、総送電費及び受電用変電サービス費以外の合計した値を記載すること。

様式第６（第１２条関係）

送 配 電 関 連 需 要 明 細 表

	最大電力 (10^3kW)	延契約電力 (10^3kW)	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電等量 (10^6kWh)	口数 (口)	販売電力量 (10^6kWh)
			夏期	冬期			
特別高圧需要	455	－	415	364	3,255	3,887	3,196
高圧需要	2,624	55,921	2,364	2,262	13,514	492,340	12,920
低圧需要	3,056	168,785	1,383	2,350	13,781	48,810,192	12,734
合計	6,135	224,706	4,162	4,976	30,550	49,306,419	28,850

（注）上記はいずれも規制期間における各年度の平均値。なお、販売電力量について、規制期間の合計値は、特別高圧需要 15,980百万kWh、高圧需要 64,599百万kWh、低圧需要 63,669百万kWh。

様式第７（第２４条関係）

送配電関連費発電及び三需要種別計算表

（単位：千円）

需要種別等		固定費			可変費			需要家費			合計		
		計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加
需要側	特別高圧需要	29,124,488	30,554,618	▲1,430,130	10,164,201	4,136,956	6,027,245 ＜666,272＞	2,220,750	2,184,115	36,635	41,509,439	36,875,689	4,633,750
需要側	高圧需要	241,851,305	245,005,262	▲3,153,957	41,543,556	17,177,259	24,366,297 ＜2,766,463＞	7,013,043	6,932,431	80,612	290,407,904	269,114,952	21,292,952
需要側	低圧需要	424,843,761	424,857,536	▲13,775	41,533,115	17,515,857	24,017,258 ＜2,820,995＞	152,782,480	153,800,568	▲1,018,088	619,159,356	596,173,961	22,985,395
発電側		54,871,113	54,871,113	－							54,871,113	54,871,113	－

（記載注意）

１　需要側の固有の欄には第１３条第２項で整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費を、追加の欄には、第２３条で整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費を記載すること。固定費に係る発電側の固有の欄には第１１条の３第１項で抽出された発電側送配電関連固定費を、追加の欄には、第２２条の２第２項で整理された追加発電側送配電関連固定費を記載すること。

２　特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要の＜　＞内には、賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当金として第１５条第２項で整理された追加可変費を内数として記載すること。

３　その他は、様式第３の注２と同様とすること。

様式第７の２（第２５条関係）

発 電 側 託 送 供 給 料 金 割 引 額 設 定 表 （ １ ）

単位（千円、10^3kW）

基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合										
発電側送配電関連原価等のうち、基幹系統分			発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち							
	当該基幹系統分のうち、半額	割引額（円/kW・月）	計			計の半額	割引額（円/kW・月）			
				減価償却費	電気事業報酬			割引額の半額（円/kW・月）	割引額の四半の額（円/kW・月）	
31,773,149	15,886,575	54.00	10,802,890	8,480,574	2,322,316	5,401,445	18.00	9.00	4.50	

（記載注意）
様式第３の注１及び２と同様とすること。

様式第７の２（第２５条関係）

発 電 側 託 送 供 給 料 金 割 引 額 設 定 表 （ ２ ）

単位（千円、10^3kW）

特別高圧系統の設備投資の効率化に資するものである場合								
発電側送配電関連原価等のうち、特別高圧系統分			発電側送配電関連原価等における特別高圧系統分のうち					
	当該特別高圧系統分の半額	割引額（円/kW・月）	計			計の半額	割引額（円/kW・月）
				減価償却費	電気事業報酬		
23,097,964	11,548,982	39.00	7,127,649	5,512,858	1,614,791	3,563,825	12.00

（記載注意）
様式第３の注１及び２と同様とすること。

様式第８（第２５条関係）

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

（単位：千円）

需要種別等		固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量又は発受電等量（10^6kWh）	単価（円/kWh）	想定料金収入
需要側	特別高圧需要	29,124,488	10,164,201	2,220,750	41,509,439	15,980	2.60	41,476,161
需要側	高圧需要	241,851,305	41,543,556	7,013,043	290,407,904	64,599	4.50	290,521,229
需要側	低圧需要	424,843,761	41,533,115	152,782,480	619,159,356	63,669	9.72	618,959,872
発電側		54,871,113			54,871,113	86,374	0.64	54,982,529

（記載注意）

様式第３の注１及び２と同様とすること。

（注）上記の三需要種別ごとの単価は、いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。

なお、2024年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は以下のとおり。

特別高圧需要：　2.54円/kWh

高圧需要：　4.42円/kWh

低圧需要：　9.65円/kWh

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則
事業者設定基準届出書

令和５年 12 月５日

北海道電力ネットワーク株式会社

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則
事業者設定基準届出書

北 ネ 企 第 ２８号
令和５年12月５日

経済産業大臣　西 村　康 稔　殿

札幌市中央区大通東１丁目２番地
北海道電力ネットワーク株式会社
代表取締役社長　細野　一広

別表に掲げる一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定により，別紙のとおり事業者設定基準を定めたので届け出ます。

（別　表）

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則	
第８条第４項	第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第９条第２項	第９条第１項第２号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第１１条第２項	送配電関連固定費または送配電関連可変費への配分基準
第１２条第２項	第１２条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
第１６条第２項	託送収益，事業者間精算収益，電灯料（離島等供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）および電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）の需要側送配電関連固定費，送配電関連可変費または需要家費への配分基準
第２５条第５項	送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準

（別　紙）

第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第８条第４項関係］

１．第８条第３項に規定する基準

一般送配電事業者は，前項の規定により同項第八号に掲げる部門に整理された基礎原価等項目を，別表第二第一表及び第二表に規定する基準により，同項第一号から第七号までに掲げる部門にそれぞれ配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等，変電費及び販売費の整理の基準

１．　一般管理費等へ整理された基礎原価等項目ごとの額の７部門（水力発電費，火力発電費，新エネルギー等発電等費，送電費，変電費，配電費及び販売費）への整理の基準
（２）　（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を，第２表に定める活動帰属基準（代表的な物量又は金額の比率をいう。以下同じ。）又は配賦基準（他の基礎原価等項目において整理済みの物量又は金額の比率をいう。以下この表において同じ。）を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準，配賦基準分類表

	活動帰属基準	配賦基準
賃借料	各部門業務用建物床面積比 （建物については，賃借物件に限る。）	－
社債発行費	各部門設備別帳簿原価比	－
電気事業報酬	－	内容ごとに各部門設備別帳簿価額比

２．設定した基準

		活動帰属基準	配賦基準
賃借料	機械賃借料	直課された各部門人員数比	－
	上記以外の賃借料	各部門業務用建物床面積比 （建物については，賃借物件に限る）	－
社債発行費		各部門設備別帳簿価額比	－
電気事業報酬	特定固定資産	－	各部門設備別帳簿価額比
	建設中の資産	－	各部門設備別帳簿価額比
	運転資本（営業資本）	－	各部門設備別帳簿原価比

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

一般管理費等の配分にあたり，適切な整理を行うための配分基準として，別表第２第２表に定める基準に比べ，基礎原価等項目の発生についてより関連がみられるものについて上記基準を設定した。

（別　紙）

第９条第１項第２号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第９条第２項関係］

１．第９条第１項第２号に規定する基準

変電費の部門の第一次整理原価を，基礎原価等項目ごとに，別表第二第一表及び第二表に規定する基準により，三需要種別のいずれにも応じて使用される変電設備に係る第一次整理原価（以下「受電用変電サービス費」という。）及び当該変電設備以外の変電設備に係る第一次整理原価（以下「配電用変電サービス費」という。）に配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等，変電費及び販売費の整理の基準

２．変電費の配電用変電サービス費及び受電用変電サービス費への整理の基準 （２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を，第２表に定める活動帰属基準又は配賦基準を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準，配賦基準分類表

	活動帰属基準	配賦基準
損害保険料	―	受電用変電設備及び配電用変電設備の箇所数比
社債発行費	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比	―
法人税等	―	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
電気事業報酬	―	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比

２．設定した基準

	活動帰属基準	配賦基準
損害保険料	受電用変電設備および配電用変電設備の帳簿価額比	―
社債発行費	受電用変電設備および配電用変電設備の帳簿価額比	―
法人税等	―	受電用変電設備および配電用変電設備の帳簿価額比
電気事業報酬	―	受電用変電設備および配電用変電設備の帳簿価額比

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

変電費の配分にあたり，適切な整理を行うための配分基準として，別表第２第２表に定める基準に比べ，基礎原価等項目の発生についてより関連がみられるものについて上記基準を設定した。

（別　紙）

送配電関連固定費または送配電関連可変費への配分基準
［第１１条第２項関係］

	配 分 基 準
給料手当 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分する。
給料手当振替額（貸方） （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分する。
雑給 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分する。
消耗品費 （環境対策費を除く）	送配電関連固定費に配分する。
修繕費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分する。
託送料	契約実態に即して，電力量の多寡に応じて変動する料金は送配電関連可変費に，それ以外は送配電関連固定費に配分する。
事業者間精算費	送配電関連可変費に配分する。
委託費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分する。
養成費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分する。
諸費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分する。
地帯間購入電源費	契約実態に即して，電力量の多寡に応じて変動する料金は送配電関連可変費に，それ以外は送配電関連固定費に配分する。
他社購入電源費	契約実態に即して，電力量の多寡に応じて変動する料金は送配電関連可変費に，それ以外は送配電関連固定費に配分する。
建設分担関連費振替額（貸方） （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分する。
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方） （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分する。
自社アンシラリーサービス費	契約実態に即して，電力量の多寡に応じて変動する料金は送配電関連可変費に，それ以外は送配電関連固定費に配分する。

（別　紙）

第１２条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
［第１２条第２項関係］

１．第１２条第１項第６号に規定する値

月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

２．設定した値

第１３条第２項第７号に掲げる需要家費のうち，需要家設備関連費用の配分について，第１２条第２項の規定により，同条第６項第１号に定める割合を，同条第１項第６号に定める値によらず，設備の差異，費用の発生の原因等を反映した値により算定する。

具体的には，配電設備のうち，架空引込線，地中引込線及び計器等に係る費用並びに需要家設備の調査委託に係る費用については，各設備に対応する電圧区分に応じて三需要種別に整理するものとする。

３．事業者の実情に応じた値により算定することが適当である理由

配電需要家費のうち需要家設備関連費用については，需要規模，設備等に応じて費用の差異がみられることから，電圧区分ごとに適切な整理を行うため，上記の値に基づき整理することとした。

（別　紙）

託送収益，事業者間精算収益，電灯料（離島等供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）および電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）の需要側送配電関連固定費，送配電関連可変費または需要家費への配分基準
［第１６条第２項関係］

１．託送収益

	配 分 基 準
需要側送配電関連固定費	第１０条の規定により整理された需要家費，第１１条第１項の規定により整理された送配電関連可変費，第１１条の３第２項の規定により整理された需要側送配電関連固定費の合計額のうちに，第１１条の３第２項の規定により整理された需要側送配電関連固定費の占める割合
送配電関連可変費	第１０条の規定により整理された需要家費，第１１条第１項の規定により整理された送配電関連可変費，第１１条の３第２項の規定により整理された需要側送配電関連固定費の合計額のうちに，第１１条第１項の規定により整理された送配電関連可変費の占める割合
需要家費	第１０条の規定により整理された需要家費，第１１条第１項の規定により整理された送配電関連可変費，第１１条の３第２項の規定により整理された需要側送配電関連固定費の合計額のうちに，第１０条の規定により整理された需要家費の占める割合

２．事業者間精算収益

	配 分 基 準
事業者間精算収益	送配電関連可変費に配分する。

３．電灯料（離島等供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）

	配 分 基 準
需要側送配電関連固定費	第１０条の規定により整理された需要家費，第１１条第１項の規定により整理された送配電関連可変費，第１１条の３第２項の規定により整理された需要側送配電関連固定費の合計額のうちに，第１１条の３第２項の規定により整理された需要側送配電関連固定費の占める割合
送配電関連可変費	第１０条の規定により整理された需要家費，第１１条第１項の規定により整理された送配電関連可変費，第１１条の３第２項の規定により整理された需要側送配電関連固定費の合計額のうちに，第１１条第１項の規定により整理された送配電関連可変費の占める割合
需要家費	第１０条の規定により整理された需要家費，第１１条第１項の規定により整理された送配電関連可変費，第１１条の３第２項の規定により整理された需要側送配電関連固定費の合計額のうちに，第１０条の規

	定により整理された需要家費の占める割合

４．電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）

	配 分 基 準
需要側送配電関連固定費	第１０条の規定により整理された需要家費，第１１条第１項の規定により整理された送配電関連可変費，第１１条の３第２項の規定により整理された需要側送配電関連固定費の合計額のうちに，第１１条の３第２項の規定により整理された需要側送配電関連固定費の占める割合
送配電関連可変費	第１０条の規定により整理された需要家費，第１１条第１項の規定により整理された送配電関連可変費，第１１条の３第２項の規定により整理された需要側送配電関連固定費の合計額のうちに，第１１条第１項の規定により整理された送配電関連可変費の占める割合
需要家費	第１０条の規定により整理された需要家費，第１１条第１項の規定により整理された送配電関連可変費，第１１条の３第２項の規定により整理された需要側送配電関連固定費の合計額のうちに，第１０条の規定により整理された需要家費の占める割合

（別　紙）

送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準
［第２５条第５項関係］

第２５条に定められた基準託送供給料金は，以下のとおり定めることとする。

１．料金の種類

（１）接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金および系統連系受電サービス料金

送配電関連設備の利用形態，使用期間に応じた原価の差異を考慮して，接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金および系統連系受電サービス料金を設定する。

また，接続送電サービス料金については，送配電関連設備の利用状況を踏まえ，標準接続送電サービスのほか，これに代えて選択できる次のサービスを設定する。

［ 時間帯別接続送電サービス ］

電力系統全体のピークが昼間に発生していることから，昼間時間と夜間時間の送配電関連設備の利用状況の格差を勘案し，昼間と夜間の時間帯別に電力量料金率を定めるものとする。

［ 従量接続送電サービス ］

自己等への電気の供給において，ごく限られた時間のみ託送制度を利用することに配慮した電力量料金率を定めるものとする。

［ 電灯定額接続送電サービス ］

低圧で供給し電灯または小型機器を使用する場合で，使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた定額制料金を定めるものとする。

なお，臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービスおよび低圧で供給する場合に使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた臨時定額接続送電サービスを設定する。

また，系統連系受電サービス料金は，基幹系統の将来的な投資効率化効果および電気の潮流状況の改善に資する効果や，特別高圧系統の将来的な投資効率化効果を踏まえて，割引対象変電所等および割引区分・割引単価を定める系統設備効率化割引を設定し，受電地点について当社が選定する連系変電所等が割引対象変電所等の場合は，割引区分に応じた割引額を算定し，基本料金および電力量料金の合計から差し引くこととする。

（２）夜間時間または負荷移行先時間に最大需要電力等が発生する場合の割引措置

高圧または特別高圧で供給する場合で，基準託送供給における送配電関連設備の利用において夜間時間または負荷移行先時間に１年を通じての最大需要電力等が発生し，かつ，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受けるときには，昼間時間と夜間時間または負荷移行元時間と負荷移行先時間の固定費負担格差等

を勘案し，昼間時間または負荷移行元時間の最大需要電力等を上回る部分に応じて算定した割引額を，基本料金および電力量料金の合計から差し引くものとする。

２．料金率

基準託送供給の料金率は，基本料金と電力量料金とを組み合わせた二部料金制，従量料金制および定額制により設定する。

託送供給等約款変更認可申請書

2023 年 12 月 1 日

東北電力ネットワーク株式会社

託送供給等約款変更認可申請書

東北電NWNWS企第12号
2023年12月1日

経済産業大臣 西村 康稔 殿

仙台市青葉区本町一丁目7番1号
東北電力ネットワーク株式会社
取締役社長 坂本 光弘

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので、電気事業法第18条第1項の規定により申請します。

変更の内容	別紙 託送供給等約款のとおりであります。
実施期日	2024年4月1日

別紙

託 送 供 給 等 約 款

2024年4月1日 実 施

東北電力ネットワーク株式会社

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　適　　用……1
2　託送供給等約款の認可および変更……1
3　定　　義……2
4　代表契約者の選任……6
5　託送供給等に関する取扱い……6
6　単位および端数処理……6
7　実 施 細 目……7

Ⅱ　契約の申込み

8　契約の要件……8
9　検討および契約の申込み……10
10　契約の成立および契約期間……15
11　託送供給等の開始……16
12　供給準備その他必要な手続きのための協力……16
13　電気方式，電圧および周波数……17
14　発電場所および需要場所……18
15　供給および契約の単位……19
16　承諾の限界……22
17　契約書の作成……22

Ⅲ　料　　金

18　料　　金……23
19　接続送電サービス……24
20　臨時接続送電サービス……40
21　予備送電サービス……47
22　系統連系受電サービス……48
23　発電量調整受電計画差対応電力……51
24　接続対象計画差対応電力……52
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力……53
26　給電指令時補給電力……54

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期……56
28　検　針　日……56
29　料金の算定期間……57
30　計　　量……58
31　電力および電力量の算定……58
32　損　失　率……72
33　料金の算定……72
34　支払義務の発生および支払期日……74
35　料金その他の支払方法……76
36　保　証　金……78
37　連 帯 責 任……79

Ⅴ　供　　給

38　託送供給等の実施……80
39　給電指令の実施等……82
40　適正契約の保持等……85
41　契約超過金……86
42　力率の保持……87
43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施……88
44　託送供給等にともなう協力……88
45　託送供給等の停止……89
46　託送供給等の停止の解除……90
47　託送供給の停止期間中の料金……90
48　違　約　金……90
49　損害賠償の免責……91
50　設備の賠償……91

Ⅵ　契約の変更および終了

51　契約の変更……92
52　名義の変更……93
53　契約の廃止……93
54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算……94
55　解　約　等……97
56　契約消滅後の債権債務関係……98

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

57　受電地点，供給地点および施設……99

58　架空引込線……100
59　地中引込線……101
60　連接引込線等……102
61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法……102
62　引込線の接続……102
63　計量器等の取付け……102
64　通信設備等の施設……103
65　専用供給設備……104
66　電流制限器等の取付け……104

Ⅷ　工事費の負担

67　受電地点への供給設備の工事費負担金……105
68　受電用計量器等の工事費負担金……108
69　会社間連系設備の工事費負担金……108
70　供給地点への供給設備の工事費負担金……108
71　工事費負担金の申受けおよび精算……114
72　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け……115
73　臨時工事費……116
74　工事費等に関する契約書の作成……116

Ⅸ　保　　安

75　保安の責任……117
76　保安等に対する発電者および需要者の協力……117
77　調　　査……117
78　調査等の委託……118
79　調査に対する需要者の協力……118
80　検査または工事の受託……118
81　自家用電気工作物……118

附　　則……119

別　　表……159

Ⅰ　総　　則

1　適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第 2 条第 1 項第 7 号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

(1) 託 送 供 給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接 続 供 給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（青森県，岩手県，秋田県，宮城県，山形県，福島県および新潟県をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振 替 供 給

当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

(2) 電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第 1 条第 2 項第 7 号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

2　託送供給等約款の認可および変更

(1) この約款は，電気事業法第 18 条第 1 項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたもので

す。

(2) 当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

3 定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1) 契　約　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2) 発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3) 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

(4) 発　電　者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

(5) 需　要　者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

(6) 低　　圧

標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトをいいます。

(7) 高　　圧

標準電圧 6,000 ボルトをいいます。

(8) 特 別 高 圧

標準電圧 30,000 ボルト，60,000 ボルトまたは 140,000 ボルトをいいます。

(9) 受 電 地 点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10) 発 電 場 所

発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11) 供 給 地 点

当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12) 需 要 場 所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13) 会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持お

よび運用する供給設備との接続点をいいます。

(14) 中 継 振 替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15) 地 内 振 替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(16) 発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

(17) 発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(18) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(19) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(20) 接続受電電力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

(21) 接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(22) 接続供給電力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

(23) 接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(24) 接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

(25) 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

(26) 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(27) 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(28) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

(29) 需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(30) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(31) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(32) ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(33) 損　失　率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(34) 契 約 電 力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

(35) 契 約 電 流

契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。

(36) 契 約 容 量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

(37) 契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。

(38) 同時最大受電電力

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。

(39) 最大連系電力等

低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で受電する場合は，30 分ごとの連系電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

(40) 最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，30 分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

(41) 発電バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余

剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

(42) 需要バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

(43) 需要抑制バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

(44) 電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

(45) 小 型 機 器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

(46) 動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(47) 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(48) 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

(49) 定 期 検 査

電気事業法第 54 条および第 55 条第 1 項に定められた検査をいいます。

(50) 定 期 補 修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

(51) 給 電 指 令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。

(52) 昼 間 時 間

毎日午前 8 時から午後 10 時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1 月 2 日，1 月 3 日，1 月 4 日，4 月 30 日，5 月 1 日，5 月 2 日，12 月 29 日，12 月 30 日および 12 月 31 日の該当する時間を除きます。

(53) 夜 間 時 間

昼間時間以外の時間をいいます。

(54) 貿 易 統 計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(55) 離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年1月1日から3月31日までの期間，2月1日から4月30日までの期間，3月1日から5月31日までの期間，4月1日から6月30日までの期間，5月1日から7月31日までの期間，6月1日から8月31日までの期間，7月1日から9月30日までの期間，8月1日から10月31日までの期間，9月1日から11月30日までの期間，10月1日から12月31日までの期間，11月1日から翌年の1月31日までの期間または12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の2月29日までの期間といたします。）をいいます。

4 代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

5 託送供給等に関する取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際して得た情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

6 単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

(1) 契約負荷設備の個々の容量の単位は，1 ワットまたは 1 ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。

(2) 契約容量の単位は，1 キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(3) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，1キロワットとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット以下となるときは，契約電力を 0.5 キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット未満となるときは，契約電力を 1 キロワットといたします。

(4) 発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，1 キロワット時とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の 30 分ごとの接続受電電力量および 30 分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の 30 分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

(5) 力率の単位は，1 パーセントとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(6) 料金その他の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

7 実施細目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

8　契約の要件

(1) 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第2条第5項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第2条の7に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。

リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ) 契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第2条第1項第5号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ) 契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

(ﾊ) 需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

(2) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。

ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）(4)に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。

ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）(3)ロの場合を除き，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。

チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。

リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。

ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。

なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。

(3) 発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。

ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。

ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。

(4) 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(ｲ) 需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

(ﾛ) (ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ﾊ) 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ﾆ) 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

(ﾎ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が30（計量）(3)に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

(5) 電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

9　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

(1) 受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限

ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(ｲ) 接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

(ﾛ) 振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供給地点

e　振替供給の開始希望日

(ﾊ) 発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　受電地点における予備送電サービスの希望の有無および希望される予備送電サービスの種別

g　発電場所における負荷設備および受電設備

h　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

(ｲ) 当社は，原則として受電側接続検討の申込みから 3 月以内に検討結果をお知らせいたします。

(ﾛ) 当社は，1 受電地点 1 検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約

の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から1年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

(2) 供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 契約電力，契約電流または契約容量

(ﾊ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾆ) 負荷設備または主開閉器

(ﾎ) 接続供給の開始希望日および使用期間

(ﾍ) 供給地点における予備送電サービスの希望の有無および希望される予備送電サービスの種別

ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾊ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(4) 契約の申込み

契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続

供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，8（契約の要件）(1)ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，8（契約の要件）(2)ホに定める要件を満たすことを証明する文書および 8（契約の要件）(2)ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは 8（契約の要件）(4)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から 1 年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第 13 条第 2 項第 10 号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ﾆ) 契約電力，契約電流または契約容量

(ﾎ) 契約受電電力

(ﾍ) 希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

(ﾄ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾇ) 連絡体制
(ﾙ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間

なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

(ｲ) 連絡体制
(ﾛ) 当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号
(ﾛ) 契約受電電力および同時最大受電電力
(ﾊ) 発電量調整受電計画電力
(ﾆ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾎ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾍ) 連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(ｲ) 需要抑制契約者の名称
(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力
(ﾊ) 需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値
(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの販売計画の最小値
(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称
(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ
(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾇ) 需要抑制量調整供給の開始希望日
(ﾙ) 連絡体制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後 1 年間は同一の算定方法の適用を継続してい

ただくものといたします。

(5) 当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

(6) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

(7) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

10 契約の成立および契約期間

(1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

(2) 契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。

(ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。

(ﾛ) 契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。

ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して1年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

(1) 当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

(2) 当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の

確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1) 受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相 2 線式，交流単相 3 線式または交流 3 相 3 線式
	高圧または特別高圧	交流 3 相 3 線式

(2) 供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3) 受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（1 建物内の 2 以上の発電場所から共同引込線〔2 以上の発電場所または需要場所に対して 1 引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による 1 引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50 キロワット未満	標準電圧　100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上 2,000 キロワット未満	標準電圧　　6,000 ボルト
	2,000 キロワット以上 10,000 キロワット未満	標準電圧　　30,000 ボルト
	10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満	標準電圧　　60,000 ボルト
	50,000 キロワット以上	標準電圧　140,000 ボルト

(4) 供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表 1（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（1 建物内の 2 以上の需要場所に共同引込線による 1 引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50 キロワット未満	標準電圧　100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上	標準電圧　6,000 ボルト

なお，1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が 50 キロワット未満と

なるときの供給電圧は原則として標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとし，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧 6,000 ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上であっても，標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

(5) 受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

(6) 周波数は，標準周波数 50 ヘルツといたします。

14 発電場所および需要場所

(1) 当社は，原則として，1 構内をなすものは 1 構内を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，1 構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，1 構内をなすものとみなします。

イ　当社は，1 建物をなすものは 1 建物を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，1 建物をなすものとは，独立した 1 建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，1 建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(ｲ) 居住用の建物の場合

1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ 1 発電場所または 1 需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ﾛ) 居住用以外の建物の場合

1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ 1 発電場所または 1 需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

(ハ) 居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

1 建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ロ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(イ)に準ずるものといたします。

(2) 隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を1発電場所または1需要場所とすることがあります。

(3) 道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

(4) (1)に定める 1 構内，(1)イに定める 1 建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

(イ) 非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ロ) 当社が特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を 1 発電場所または 1 需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

(1) 当社は，次の場合を除き，1 需要場所について 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスを適用し，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって託送供給を行ない，1 発電場所について 1 系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　1需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の2臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の1臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の2臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，2臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の1接続送電サービス（ロの場合は，2接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの1臨時接続送電サービス

(ﾛ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの1臨時接続送電サービス

(ﾊ) 高圧臨時接続送電サービス

(ﾆ) 特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の2接続送電サービスをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの1接続送電サービス

(ﾛ) 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの1接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

(2) 接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，1 接続供給契約を結び，1 需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として1接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，1契約者に対して1接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する2以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を1供給地点とみなすことがあります。

(3) 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および1供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに1供給地点とみなします。）について，1振替供給契約を結びます。

(4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，1 発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締

結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，1 系統連系受電契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として 1 発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 2 項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，1 発電量調整供給契約に属するものといたします。

(5) 需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，1 需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数

制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，1需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が1需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16　承諾の限界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料　　金

料金は，次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)，(ﾎ)または(ﾍ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

(ｲ) 検　針　日

(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日

(ﾆ) 28（検針日）(5)の場合で，実際に検針を行なった日が，当社があらかじめお知らせした日より後の日となり，当社が必要と認めるときは，実際に検針を行なった日

(ﾎ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾍ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3) 発電者に係る料金

イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。

ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。

(ｲ) 検　針　日

(ﾛ) 28（検針日）(5)の場合で，実際に検針を行なった日が，当社があらかじめお知らせした日より後の日となり，当社が必要と認めるときは，実際に検針を行なった日

(ハ) 発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ニ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日

ただし，その 1 月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。

(4) 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19 接続送電サービス

(1) 適 用 範 囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

(2) 接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ 低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。

(イ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その 1 月の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前 11 月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

a 新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その 1 月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月まで（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，料金適用開始の日から前月までの間で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

b 需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む 1 月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその 1 月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前 11 月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その 1 月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情が

あるときは，前 11 月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その 1 月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，1 年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む 1 月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前 11 月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む 1 月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降 12 月の期間で，その 1 月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む 1 月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。

a　接続送電サービス契約電流

(a) 接続送電サービス契約電流は，5 アンペア，10 アンペア，15 アンペア，20 アンペア，30 アンペア，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

b　接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾊ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづ

き，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ニ) (イ)の適用後 1 年に満たない場合は，(ロ)または(ハ)を適用いたしません。また，(ロ)または(ハ)の適用後 1 年に満たない場合は，(イ)を適用いたしません。

(ホ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から 1 年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。

ハ　イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が 500 キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(イ)によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(3) 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，1 供給地点につき 2 以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または 1 接続送電サービスにつき 2 以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(イ) 電灯定額接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設

備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 400 ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 電 灯 料 金

i　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。

10 ワットまでの 1 灯につき	41 円 79 銭
10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	83 円 57 銭
20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	167 円 13 銭
40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	250 円 70 銭
60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	417 円 85 銭
100 ワットをこえる 1 灯につき 100 ワットまでごとに	417 円 85 銭

ii　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b) 小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ 1 月につき次のとおりといたします。

50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	124 円 81 銭
50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	249 円 61 銭
100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	249 円 61 銭

e　そ　の　他

特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ﾛ) 電灯標準接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

(b) 1 需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。

(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	226 円 60 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ (2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき	166 円 10 銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流 5 アンペア	83 円 05 銭
接続送電サービス契約電流 15 アンペア	249 円 15 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	8 円 58 銭

(ﾊ) 電灯時間帯別接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均

燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	226 円 60 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ (2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき	166 円 10 銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流 5 アンペア	83 円 05 銭
接続送電サービス契約電流 15 アンペア	249 円 15 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼 間 時 間

1 キロワット時につき	9 円 23 銭

ⅱ 夜 間 時 間

1 キロワット時につき	7 円 85 銭

(ﾆ) 電灯従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，

別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	12 円 31 銭

(ホ) 動力標準接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であること。

(b) 1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	630 円 30 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ (2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	457 円 60 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	8 円 57 銭

(c) そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない

場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	630円30銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ (2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	457円60銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼 間 時 間

1キロワット時につき	9円21銭

ⅱ 夜 間 時 間

1キロワット時につき	7円85銭

(c) そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾄ) 動力従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1キロワット時につき	18円90銭

d　そ　の　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(イ) 高圧標準接続送電サービス

a　適 用 範 囲

接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が 50 キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	706円20銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	2円08銭

(ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ﾆによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ﾆによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	706円20銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼 間 時 間

1キロワット時につき	2円26銭

ⅱ 夜 間 時 間

1キロワット時につき	1円88銭

(ﾊ) 高圧従量接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	13 円 66 銭

ハ　特別高圧で供給する場合

(ｲ) 特別高圧標準接続送電サービス

a　適 用 範 囲

接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧　30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満	標準電圧　60,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 50,000 キロワット以上	標準電圧 140,000 ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を

加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	456 円 50 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	0 円 96 銭

(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満	標準電圧 60,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 50,000 キロワット以上	標準電圧 140,000 ボルト

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を

加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	456 円 50 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼 間 時 間

1 キロワット時につき	1 円 01 銭

ⅱ 夜 間 時 間

1 キロワット時につき	0 円 91 銭

(ハ) 特別高圧従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満	標準電圧 60,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 50,000 キロワット以上	標準電圧 140,000 ボルト

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによっ

て算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	8 円 43 銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

(ｲ) 力率は，供給地点ごとに，その 1 月のうち毎日午前 8 時から午後 10 時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100 パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表 6（平均力率の算定）によって算定された値といたします。

なお，まったく電気を使用しないその 1 月の力率は，85 パーセントとみなします。

(ﾛ) 力率が，85 パーセントを上回る場合は，その上回る 1 パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を 1 パーセント割引し，85 パーセントを下回る場合は，その下回る 1 パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を 1 パーセント割増しいたします。

ホ　そ　の　他

(ｲ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

(ﾛ) 電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後 1 年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後 1 年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾊ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後 1 年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾆ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者

から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ﾎ) 当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(4) 1年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，1 年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，1 月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力

ピークシフト電力 1 キロワットにつき	高圧で供給する場合	600 円 60 銭
	特別高圧で供給する場合	388 円 30 銭

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　1 年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

(1) 適 用 範 囲

契約使用期間が 1 年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

(2) 臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（6キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

ａ　臨時接続送電サービス契約電流

(a) 臨時接続送電サービス契約電流は，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

ｂ　臨時接続送電サービス契約容量

(a) 臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表 7（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の6キロボルトアンペアにつき	95パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	85パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	75パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	65パーセント

(b) 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾛ) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

ａ　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者

に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a) 契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の 2 台の入力につき	100 パーセント
	次の 2 台の入力につき	95 パーセント
	上記以外のものの入力につき	90 パーセント

(b) (a)によってえた値の合計のうち

最初の 6 キロワットにつき	100 パーセント
次の 14 キロワットにつき	90 パーセント
次の 30 キロワットにつき	80 パーセント
50 キロワットをこえる部分につき	70 パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，a にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

(3) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(イ) 電灯臨時定額接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 3 キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって 1 日につき次のとおりといたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	3 円 71 銭
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	7 円 41 銭
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	7 円 41 銭
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合	74 円 10 銭
総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに	74 円 10 銭

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を

下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 10 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	9 円 44 銭

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

a 適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が 5 キロワット以下であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット 1 日につき	117 円 52 銭

d そ の 他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ﾆ) 動力臨時接続送電サービス

a 適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原

則として5キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	10円29銭

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ) 適 用 範 囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。

(ロ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。

(ハ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといた

します。

a　基 本 料 金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	2 円 50 銭

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ) 適 用 範 囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。

(ロ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧　30,000 ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満	標準電圧　60,000 ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 50,000 キロワット以上	標準電圧 140,000 ボルト

(ハ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基 本 料 金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	1円14銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ　そ　の　他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。

(4) そ　の　他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが1年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

(1) 適 用 範 囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスA

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスB

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2) 予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における1年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。

(3) 予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，1月

につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	78円10銭
	特別高圧で供給する場合	68円20銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	100円10銭
	特別高圧で供給する場合	96円80銭

(4) 力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

(5) そ　の　他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

22　系統連系受電サービス

(1) 適 用 範 囲

小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。

(2) 系統連系受電課金対象電力

各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が1発電バランシンググループに属している場合

(ｲ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその1月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が

零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ) 臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ) 接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流 10 アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5 キロワットとみなし，15 アンペアの場合は，1.5 キロワットとみなします。

(ﾊ) 接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

(ﾆ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ﾎ) 附則 4（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

(3) 系統連系受電サービス料金

系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。

イ　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。

系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	93円04銭

ロ　電力量料金

電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	0円29銭

ハ　系統設備効率化割引

系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率

化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。

(ｲ) 適　　用

ａ　系統設備効率化割引Ａ

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表 2〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ａ－1，Ａ－2 またはＡ－3 に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

ｂ　系統設備効率化割引Ｂ

低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表 2〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ｂ－1 またはＢ－2 に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ﾛ) 系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。

ａ　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，1 月につき次のとおりといたします。

(a) 受電電圧が標準電圧 140,000 ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力 1キロワットにつき	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－1の場合	34円02銭
	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－2の場合	6円86銭
	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－3の場合	3円43銭

(b) (a)以外の場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力 1キロワットにつき	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等） (1)の割引区分Ａ－1の場合	34円02銭
	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等） (1)の割引区分Ａ－2の場合	13円73銭
	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等） (1)の割引区分Ａ－3の場合	6円86銭

b　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，1 月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力 1キロワットにつき	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等） (1)の割引区分Ｂ－1の場合	46円77銭
	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等） (1)の割引区分Ｂ－2の場合	18円92銭

(ハ) 系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は，(2)の系統連系受電課金対象電力に(ﾛ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その 1 月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。

ニ　その他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

23　発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適 用 範 囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(イ) 適 用 範 囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

24　接続対象計画差対応電力

(1) 適　　用

39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(イ) 適 用 範 囲

30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

(ｲ) 適 用 範 囲

30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ﾊ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

25 需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適 用 範 囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ) 適 用 範 囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社

が 30 分ごとに設定するものといたします。

26　給電指令時補給電力

(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適 用 範 囲

39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(20)により 30 分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

(2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適 用 範 囲

39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(18)により 30 分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファ

ーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

28　検　針　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

(1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。

なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が 500 キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で 19（接続送電サービス）(2)ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月 1 日といたします。

また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。

(2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

(3) 当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

(4) 当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　その他特別の事情がある場合

(5) (3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

(6) (4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給

地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

(7) (4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

29 料金の算定期間

(1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2) 系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

(3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月 1 日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もし

くは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日までの期間といたします。

30 計　　量

(1) 当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。

また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として 38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその 30 分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

(2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。

なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。

(3) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

31 電力および電力量の算定

(1) 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を 2 倍した値とし，受電地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。

(2) 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，30 分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

(3) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(4) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値(受電地点が複数ある場合はその合計といたします。)で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

(5) 接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(6) 接続受電電力量

接続受電電力量は，30 分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。

(7) 接続供給電力

接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を 2 倍した値とし，供給地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。

(8) 接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，30 分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその 1 月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その 1 月の接続供給電力量からその 1 月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

(9) 接続対象電力

接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(10) 接続対象電力量

接続対象電力量は，30 分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。

(ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次の a または b によって算定された値

a　1 ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

$$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率(32〔損失率〕に定める損失率といたします。)}}\right\} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

b　1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値
－　需要抑制量調整受電計画電力量

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(11) 接続対象計画電力

接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(12) 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

(13) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(14) 需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値

(ｲ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝　0

(ﾛ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

(ハ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量　＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

(15) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(16) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

(17) ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が 1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して 1 ベースラインといたします。

(18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによっ

て算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ) (2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(ﾛ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施したとき。

c　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施した

とき。

(ハ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。

a　39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

b　ファーム電源に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)への場合の

出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

d　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

e　39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指

令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受

電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは 39（給電指令の実施等）(2)ヘの場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

(20) 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

(21) 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

(22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量
＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたし

ます。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量
＝需要抑制量調整受電計画電力量
＋接続供給電力量／｛1－損失率(32〔損失率〕に定める損失率といたします。)｝
－ベースライン

(23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量
＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

(24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

(25) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(26) 28（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。

(27) 15（供給および契約の単位）(1)において，1 需要場所または 1 発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における 30 分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ 30 分ごとに合計することがあります。

(28) その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

(29) 計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準とし

て，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その 1 月の電力量の合計が計量できている場合で，30 分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30 分ごとの電力量は，原則として，別表 9（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

32 損 失 率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	8.5 パーセント
高圧で供給する場合	5.2 パーセント
特別高圧で供給する場合	1.9 パーセント

33 料金の算定

(1) 送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「1 月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合

ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ホ　29（料金の算定期間）(1)イまたは(2)イの場合で，それぞれ供給側検針期間または受電側検針期間の日数がその供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5 日を上回り，または下回るとき。

ヘ　29（料金の算定期間）(1)ロまたは(2)ロの場合で，それぞれ供給側計量期間または受電側計量期間の日数がその供給側計量期間または受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5 日を上回り，または下回るとき。

(2) 当社は，(1)ロ，ハ，ニ，ホまたはへの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備

送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$1\text{月の該当料金}\times\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ホまたはヘに該当する場合は，

$$1\text{月の該当料金}\times\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

$$1\text{月の該当割引額}\times\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ホまたはヘに該当する場合は，

$$1\text{月の該当割引額}\times\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

(3) (1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(4) (1)ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(5) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

(6) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした

日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

(7) 29（料金の算定期間）(1)ロまたは(2)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。

(8) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

(9) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその 1 月から変更後の力率によります。

(10) 供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

34　支払義務の発生および支払期日

(1) 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。

(2) 系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。

(3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第 5

営業日以降に実際に検針を行なった場合，31（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第5営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

(4) (1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　55（解約等）(1)により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合

(5) 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から7日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日といたします。

なお，(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を

契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。

(6) 当社は，(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

35 料金その他の支払方法

(1) 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ 契約者の料金および工事費負担金その他については，そのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，原則として，契約者の負担といたします。

ロ イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ 料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ 契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ 発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，原則として，発電契約者の負担といたします。

ロ イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ 料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ 発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3) 発電者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ 発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。

なお，引き渡しにともなう費用は，原則として，発電契約者の負担といたします。

ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，原則として，発電者の負担といたします。

(ｲ) 発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合

(ﾛ) 発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。

(ﾊ) その他当社が必要と認めた場合

ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。

(ｲ) イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。

(ﾛ) ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。

ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。

ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，原則として，発電者の負担といたします。

(4) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，原則として，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(5) 当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

36 保　証　金

(1) 契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(ｲ) 料金の支払いの延滞があった場合

(ﾛ) 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，40（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ﾊ) 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(2) 発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(3) 発電者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。

ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(4) 需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

37　連帯責任

1 接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

38 託送供給等の実施

(1) 接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が 30 分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，39（給電指令の実施等）および 76（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。

(2) 振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

(3) 発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，39（給電指令の実施等）および 76（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

(4) 需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 12（需要抑制計画・調

達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表 12(需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン)のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

39　給電指令の実施等

(1) 当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

(2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電，地熱発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに

当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

(3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

(4) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

(5) 当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(6) 当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(7) 当社は，(2)イ，ロ，ホ，ヘ，トまたは(3)によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，(2)ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定

めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または(2)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が 500 キロワット未満となるとき。

(ｲ) 割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。

(ﾛ) 割　引　率

1 月中の制限し，または中止した延べ日数 1 日ごとに 4 パーセントといたします。

(ﾊ) 制限まは中止延べ日数の計算

延べ日数は，1 日のうち延べ 1 時間以上制限し，または中止した日を 1 日として計算いたします。

ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合

(ｲ) 割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。

(ﾛ) 割　引　率

1 月中の制限し，または中止した延べ時間数 1 時間ごとに 0.2 パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，1 回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，1 時間未満の端数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　式）

a　発電量調整受電電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

D ＝ 当該受電地点の同時最大受電電力

d ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値

b　発電量調整受電電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

A ＝ 制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量

B ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量

c　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(8) (7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に 3 日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1 月につき 1 日を限って計算に入れません。

(9) 当社は，(2)または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

(10) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

(11) 当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－1 電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

40　適正契約の保持等

(1) 当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(3) 当社は，31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力お

よび電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または 31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

41　契約超過金

(1) 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその 1 月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その 1 月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

(2) 発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が 1 発電バランシンググループに属している場合

(ｲ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

その 1 月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。

(ﾛ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

その 1 月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その 1 月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(ﾛ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その 1 月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス

契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力1キロワットとみなします。

(ｲ) 臨時接続送電サービス契約電力1キロワット

(ﾛ) 接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が5アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。

(ﾊ) 接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量1キロボルトアンペア

(ﾆ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）1キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。

(ﾎ) 附則 4（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力1キロワット

(3) 契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。

イ　契約者の場合

契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

ロ　発電者の場合

同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

42　力率の保持

(1) 低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については 90 パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

(2) 高圧または特別高圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として 85 パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の 1 月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(1) 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査

(2) 76（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

(3) 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

(4) 計量器の検針または計量値の確認

(5) 45（託送供給等の停止），53（契約の廃止）または 55（解約等）により必要な処置

(6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物に係る保安の確認に必要な業務

44　託送供給等にともなう協力

(1) 発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

(2) 発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

45　託送供給等の停止

(1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　62（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

(2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

(3) 契約者，発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは 19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

(4) 発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

(1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

46　託送供給等の停止の解除

45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

47　託送供給等の停止期間中の料金

45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を 33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

48　違　約　金

(1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の 3 倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。

イ　1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　45（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合

(2) (1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

(3) 不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，6 月以内で当社が決定した期間といたします。

49　損害賠償の免責

(1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(2) 45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 55（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(3) 45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または 55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が 55（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(4) 当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。

50　設備の賠償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

(1) 修理可能の場合

修理費

(2) 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

51　契約の変更

(1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

(2) 契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。

ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。

イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

(ｲ) 当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。

(ﾛ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

(3) 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の2暦日前から起算して8営業日前の日の1暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の2暦日前から起算して1営業日前の日の1暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

(4) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

52　名義の変更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

53　契約の廃止

(1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

(2) 当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発

電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。

(3) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(4) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

(5) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

(1) 次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

(イ) 低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービ

ス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，a および b にかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，a，b および c に準ずるものといたします。

(ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定

される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ﾊ) 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降 1 年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ﾛ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が 1 年以上になる場合には，1 年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に1年以上にならない

ことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。

(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。

55 解 約 等

(1) 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(ｲ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾛ) 発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。

(ﾊ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾆ) 料金以外の債務を支払われない場合

(ﾎ) 当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(ｲ) 8（契約の要件）を欠くに至った場合

(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画

電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ホ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ヘ) 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

(ト) その他この約款に反した場合

(2) 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(3) 発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

(4) 発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。

なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(5) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

56 契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

57　受電地点，供給地点および施設

(1) 受 電 地 点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(ｲ) 山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ﾛ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ﾊ) 1 建物内の 2 以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ﾆ) 59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合

(ﾎ) その他特別の事情がある場合

(2) 供 給 地 点

イ　接続供給の場合

(ｲ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ﾛ) 供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　1 建物内の 2 以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

(3) 受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供

していただきます。

(4) 付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

(5) 特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，1 受電地点または 1 供給地点といたします。

58 架空引込線

(1) 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

(2) 引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

(3) 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

(4) 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

(5) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

59　地中引込線

(1) 架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

(2) (1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が 50 メートル程度以内の場所

ロ　建物の 3 階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

(3) 地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

(4) 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

60　連接引込線等

(1) 当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（1 発電場所または 1 需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

(2) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，1 建物内の 2 以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による 1 引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の 2 次側接続点までは，当社が施設いたします。

62　引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，次の場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

(1) 契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置変更工事を行なう場合

(2) 契約者または発電契約者の希望によって当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との切離しまたは再接続工事を行なう場合

63　計量器等の取付け

(1) 料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の 2 次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該

電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の 2 次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は 68（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

(2) 計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

(3) 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

(4) 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

(5) 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

(6) 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

64　通信設備等の施設

(1) 給電指令上必要な通信設備等は，当社の所有とし，工事費負担金として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

(2) 通信設備等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，通信設備等の施設場所については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(3) 契約者または発電契約者の希望によって，通信設備等の施設場所を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

(4) 系統連系技術要件に定めるＮ－1 電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

65　専用供給設備

(1) 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については 67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ　44（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

(2) (1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（1 次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

(3) (2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(4) (1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(5) 当社は，供給設備を 2 以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　2 以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

66　電流制限器等の取付け

(1) 需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(2) 電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。

(3) 契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。

Ⅷ　工事費の負担

67　受電地点への供給設備の工事費負担金

(1) 受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 14（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ(工事費の負担)の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(ｲ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合

c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合

d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合

また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

a　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額

ただし，託送供給等約款（2015 年 12 月 18 日付け 20150731 資第 41 号認可。）65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)a ただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，a にかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力 1 キロワットにつき	3,850 円 00 銭

ロ　受電地点において 21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または 64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(5) 工事費の算定

(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。

(イ) 標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ロ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ハ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その

設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾆ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾎ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$$

ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，2 以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　2 以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または 2 以上の発電契約者のうち 1 の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による 1 申込みとみなして算定いたします。

ロ　2 以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

(7) 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

68　受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

69　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

70　供給地点への供給設備の工事費負担金

(1) 供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(イ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は 1,000 メートル，地中の場合は 150 メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	3,410 円 00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	27,720 円 00 銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の 60 パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の 20 パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ) 2 以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a　2 以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b　2 以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ﾊ) 架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

架空供給側接続設備の超過こう長

$$= \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\begin{array}{c}\text{地中供給側接続設備}\\ \text{の無償こう長}\end{array} - \begin{array}{c}\text{地中供給側接続設備}\\ \text{の工事こう長}\end{array} \right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(ｲ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）について a により算定される工事費が b の当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

a　工　事　費

(a) 架空供給側接続設備の場合　　（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	標準電圧　30,000 ボルトで供給する場合	352 円 00 銭
	標準電圧　60,000 ボルトで供給する場合	176 円 00 銭
	標準電圧　140,000 ボルトで供給する場合	88 円 00 銭

なお，標準電圧 30,000 ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するとき

には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の 15 パーセントといたします。

(b) 地中供給側接続設備の場合　　（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	標準電圧　30,000 ボルトで供給する場合	649 円 00 銭
	標準電圧　60,000 ボルトで供給する場合	550 円 00 銭
	標準電圧　140,000 ボルトで供給する場合	220 円 00 銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の 20 パーセントといたします。

(c) スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(b)にかかわらず，別表 15（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として 3 回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の 2 次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

b　当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	5,500 円 00 銭

(ﾛ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(ｲ) 供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（特別高圧の送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ﾛ) 供 給 地 点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ﾊ) 工事こう長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，1 メートルとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

(ｲ) 電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総

容量

(ﾛ) 契 約 電 力

(ﾊ) 契 約 電 流

(ﾆ) 契 約 容 量

なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ﾍ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(ｲ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

b　標準設計による供給側接続設備以外の設備により供給設備を施設する場合

c　その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合

また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ) 架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，aまたはbの金額

a　標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

b　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第4条第7項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，aにかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額

(ハ) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け），64（通信設備等の施設）または 66（電流制限器等の取付け）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(4) 工事費の算定

(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また，算定にあたっては，次のとおりといたします。

(イ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ロ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ハ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾆ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ﾎ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

(ﾍ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，73（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　(2)イ(ｲ)または(ﾛ) a に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長 1 メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数—予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。

ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ) 高圧で供給する場合

(1)イ(ｲ)に定める超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長 1 メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ﾛ) 特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の 20 パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかか

わらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

チ　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

71　工事費負担金の申受けおよび精算

(1) 当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお，9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

(2) 工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が 5 パーセントをこえる場合

(ﾛ) その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　67（受電地点への供給設備の工事費負担金），68（受電用計量器等の工事費負担金），69（会社間連系設備の工事費負担金），70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が 5 パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ﾛ) 特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

(3) 当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

(4) 当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

(5) 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後 10 年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

(6) 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として 1 年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について 2 以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（74〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

72 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

(1) 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場

合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

73 臨時工事費

(1) 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の 95 パーセント，その他の設備についてはその価額の 50 パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間 1 月（1 月未満は，1 月といたします。）につきその価額の 1 パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

(2) 臨時工事費を申し受ける場合は，70（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

(3) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(4) 臨時工事費の精算は，71（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。

74 工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

75 保安の責任

当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

76 保安等に対する発電者および需要者の協力

(1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

(2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。

(3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(4) 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

77 調　　査

(1) 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(2) 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点検

(3) 当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書により，原則として調査時に行ないます。

78　調査等の委託

(1) 当社は，77（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

(2) 当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

79　調査に対する需要者の協力

(1) 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

(2) 当社は，77（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

80　検査または工事の受託

(1) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

(2) (1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

(3) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

(4) (3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

81　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

(1) 77（調査）

(2) 78（調査等の委託）

(3) 79（調査に対する需要者の協力）

(4) 80（検査または工事の受託）

附　　則

附　　則

1　実 施 期 日

この約款は，2024 年 4 月 1 日から実施いたします。

2　標準周波数についての特別措置

この約款実施の際現に次の区域内で標準周波数 60 ヘルツで電気を供給している区域については，当分の間，標準周波数 60 ヘルツで供給いたします。

新潟県佐渡市，妙高市および糸魚川市

3　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流 3 相 3 線式標準電圧 3,000 ボルトまたは 20,000 ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，3,000 ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，20,000 ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧 30,000 ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

4　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1) 適 用 範 囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(ｲ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

(ﾛ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2) 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ1年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，(ﾆ)ｃ，(ﾎ)ｃ，(ﾍ)ｃ，(ﾄ)ｃ，ロ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，ハ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃもしくは(ﾊ)ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾆ)ｃ，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，1 年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(ｲ) 接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10アンペアを1キロワットと，1キロボルトアンペアを1キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力 ＝ 揚水最大電力等 × 揚水等損失率 ＋ その他最大電力等

(ﾛ) 接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

接続供給課金対象電力量 ＝ 揚水等接続供給電力量 × 揚水等損失率
＋ その他接続供給電力量

ロ　1年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ　の　他

(ｲ) 19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ﾛ) 20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3) 電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における 30 分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(4) 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則 7（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

5　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

(1) 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

(2) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただ

きます。

(3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，51（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。

(4) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

(5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が 2016 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 3 項第 5 号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　8（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第 3 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に

限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第 3 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ 26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 29（料金の算定期間）

(ﾛ) 33（料金の算定）

(ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 35（料金その他の支払方法）

(ﾎ) 36（保証金）

(ﾍ) 48（違約金）

(ﾄ) 55（解約等）

ト　当社は，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後 4 時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前 6 時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後1年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後1年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 29（料金の算定期間）

(ﾛ) 33（料金の算定）

(ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 35（料金その他の支払方法）

(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が 10 キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(ｲ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，1 発電場所について 1 系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，1 電気方式，1 引込，2 計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30 分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で 30 分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30 分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された 30 分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る 30 分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

(9) その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。

6　離島についての特別措置

(1) 系統連系受電サービス料金

電気事業法第2条第1項第8号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は，22（系統連系受電サービス）(3)イにかかわらず，次のとおりといたします。

系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	特別高圧系統のある離島（新潟県　佐渡島）	80円83銭
	特別高圧系統のない離島（山形県　飛島，新潟県　粟島）	80円80銭

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	57円74銭

ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。

(3) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または 25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	23円33銭

7　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として 3 パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

8　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1) 低圧で供給する場合で，30 分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの供給条件については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量

その1月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）

における 30 分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の 30 分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)，(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

(2) 発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの 30 分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，高圧または特別高圧で受電する場合の最大連系電力等は，原則として，発電量調整受電電力の最大値といたします。

9　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

(1) 1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31(電力および電力量の算定) (18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

(2) 1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における 30 分ごとの電力量お

よび電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において 30 分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値とみなします。

10　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第 4 条第 1 項に定める旧特定供給者に該当する場合で，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，49（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

11　みなし登録特定送配電事業者についての特別措置

この約款実施の際現に改正前の電気事業法附則第 4 条第 2 項に規定されるみなし登録特定送配電事業者が，特定送配電事業の用に供するための託送供給を行なう場合の料金および必要となるその他の供給条件のうち，この約款によりがたい事項については，みなし登録特定送配電事業者と当社との協議によって定めます。

12　受電地点への供給設備の工事費負担金（電源接続案件募集プロセス）

2以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合であって，発電契約者ごとの共用部分の工事費を電源接続案件募集プロセスにおける入札等によって算定するときは，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(6)ロにかかわらず，当該入札等において算定された金額を，発電契約者ごとの共用部分の工事費といたします。

13　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合の費用の申受け（電源接続案件募集プロセス）

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等で，発電契約者との間で電源接続案件募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定めるときは，72（供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け）(2)ただし書にかかわらず，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

(1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適 用 範 囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(ｲ) 軽負荷期（毎年4月1日から5月31日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，4月30日，5月1日および5月2日の午前8時から午後4時までの時間

(ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその1月の最大需要電力等は，その1月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その1月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。

ホ　そ　の　他

(ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

(2) 1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前8時から午後4時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前8時から午後4時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象

時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) 1年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後1年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ﾆ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後1年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，1 年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行

先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ハ) 1 年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ　附則 4（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則 4（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロまたはイ(ﾛ)もしくはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

15　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第 8 条第 1 項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，9（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）(2)への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が 2023 年 1 月 31 日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が 2023 年 3 月 31 日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，26（給電指令時補給電力）(2)ニ，31（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

17　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第 27 条の 12 の 11 第

1項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第2項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

(1) 代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，1需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　4（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，1接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては1需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて1需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

(2) 契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，8（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

(ｲ) 需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ﾛ) 需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3) 供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

(4) 料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，39(給電指令の実施等)(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適 用 範 囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補

給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

b 発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適 用 範 囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ 接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適 用

39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応電力

a 接続対象計画差対応補給電力

(a) 適 用 範 囲

30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社

が 30 分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a) 適 用 範 囲

30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適 用 範 囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適 用 範 囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適 用 範 囲

39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより 30 分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

(ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適 用 範 囲

39（給電指令の実施等）(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより 30 分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

(5) 電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，1 接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(ｲ) 30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1電制を含みます。）を実施したとき。

c　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が 39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力

抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

d　当社または配電事業者が 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

e　当社または配電事業者が 39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に

係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者

と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは 39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された 30 分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された 30 分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量

を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその 30 分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量
＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として 31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量
＝需要抑制量調整受電計画電力量
＋接続供給電力量／｛1－損失率(32〔損失率〕に定める損失率といたします。)｝
－ベースライン

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその 30 分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値

を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量
＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

(6) 託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7) 解　約　等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供

給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が 2016 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(ｲ) 発電量調整供給に係る料金は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ﾛ) インバランスリスク料は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ﾊ) 当社は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後 4 時までに契約者に通知いたします。

　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前 6 時までに契約者に再通知いたします。

　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ﾆ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電

者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9) 離島についての特別措置

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，(4)イ(ロ) a (c)，(4)ロ(ロ) a (c)，(4)ハ(ロ) a (c)または(4)ニ(イ) d もしくは(4)ニ(ロ) d にかかわらず，次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	57 円 74 銭

ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，(4)イ(ロ) b (c)，(4)ロ(ロ) b (c)または(4)ハ(ロ) b (c)にかかわらず，次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	23 円 33 銭

(10) 給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）(2)への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，(4)ニ(ロ) d，(5)チおよび(5)リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

(11) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

18　Ｎ－1 電制の実施についての特別措置

(1) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 13 条の 3 の 4 に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認め

る範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第 3 条第 2 項または第 8 条第 1 項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および 30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

(3) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 4 にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

19 系統連系受電サービス等についての特別措置

(1) 発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに 41（契約超過金）(2)ロおよびにハに準じて定めます。

なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび 41（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。

また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，1 月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。

イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(イ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ﾛ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ﾊ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

ロ　イ(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。

当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 4 条の 2 第 2 項第 9 号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(2) (1)の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。

なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。

また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(3) 発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が 10 キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ﾊ)またはロ〔(1)イ(ﾊ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が 10 キロワット未

満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　低圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を 2 倍した値が 10 未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で記録型計量器により計量された 30 分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が 10 キロワット未満のとき。

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

ロ　低圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を 2 倍した値が 10 以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で記録型計量器により計量された 30 分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が 10 キロワット以上のとき。

(ｲ) 22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10 キロワットを同時最大受電電力とみなします。

(ﾛ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力が 10 キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。

a　41（契約超過金）(2)イ(ｲ)またはロ(ｲ)における契約超過受電電力の算定上，10 キロワットを同時最大受電電力とみなします。

b　41（契約超過金）(2)イ(ﾛ)またはロ(ﾛ)における契約超過受電電力の算定上，10 キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。

(4) 契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適 用 範 囲

原則として，2024 年 3 月 31 日までに再生可能エネルギー特別措置法第 9 条第 4 項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第 7 条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。

ロ　系統連系受電サービス料金等

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。

(ｲ) 系統連系受電課金対象電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(ﾛ) 発電量調整受電電力量

a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。

b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第2条の2第1項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。

なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。

(ﾊ) 契約超過受電電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

(5) 揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。

イ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。

ロ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合

発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。

(6) 発電設備等に係る供給地点において最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。

イ　18（料金）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。

ロ　22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または 41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，次のとおりといたします。

(ｲ) 当社との電気の需給契約において，定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が 400 ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。

(ﾛ) 当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が 400 ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。

(ﾊ) 当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給契約における契約電流を接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流とみなし，当社との電気の需給契約における契約容量を接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量とみなし，当社との電気の需給契約における臨時電灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。

ハ　39（給電指令の実施等）(7)において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。

ニ　53（契約の廃止）(4)または 55（解約等）(5)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。

(7) 2024 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。

イ　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

県	市町村
青森県	青森市，弘前市，八戸市，三沢市，南津軽郡藤崎町，同郡田舎館村，北津軽郡板柳町，同郡鶴田町，上北郡六ヶ所村，同郡おいらせ町
岩手県	盛岡市，大船渡市，北上市，滝沢市，紫波郡矢巾町，胆沢郡金ケ崎町
秋田県	潟上市，南秋田郡八郎潟町，同郡井川町
宮城県	仙台市，石巻市，塩竈市，名取市，角田市，多賀城市，岩沼市，東松島市，大崎市，富谷市，柴田郡大河原町，同郡村田町，同郡柴田町，亘理郡亘理町，同郡山元町，宮城郡松島町，同郡利府町，黒川郡大和町，同郡大郷町，同郡大衡村，遠田郡涌谷町，同郡美里町
山形県	山形市，米沢市，新庄市，寒河江市，天童市，東根市，南陽市，東村山郡中山町，西村山郡河北町，東田川郡三川町
福島県	福島市，会津若松市，郡山市，白河市，須賀川市，相馬市，二本松市，伊達市，本宮市，伊達郡桑折町，同郡国見町，岩瀬郡鏡石町，耶麻郡磐梯町，河沼郡湯川村，西白河郡西郷村，同郡泉崎村，同郡中島村，同郡矢吹町，東白川郡棚倉町，石川郡玉川村，田村郡三春町
新潟県	新潟市，長岡市，三条市，柏崎市，新発田市，小千谷市，加茂市，見附市，燕市，上越市，阿賀野市，西蒲原郡弥彦村，南蒲原郡田上町，刈羽郡刈羽村

ロ　受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－2 およびＢ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－2 およびＢ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ　受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

20　2025 年 3 月 31 日までの給電指令の実施等についての特別措置

この約款実施の日から 2025 年 3 月 31 日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，39（給電指令の実施等）(9)または(10)にかかわらず，次のとおりといたします。

(1) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時

接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。

(ｲ) 割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。

(ﾛ) 割　引　率

1 月中の制限し，または中止した延べ日数 1 日ごとに 4 パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，1 日のうち延べ 1 時間以上制限し，または中止した日を 1 日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

(ｲ) 割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。

(ﾛ) 割　引　率

1 月中の制限し，または中止した延べ時間数 1 時間ごとに 0.2 パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，1 回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，1 時間未満の端数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　式）

a　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b 接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量

B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c 接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(2) (1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に 3 日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1 月につき 1 日を限って計算に入れません。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に3日前までにお知らせしたことをもって契約者に3日前までにお知らせしたものとみなします。

(3) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

21 料金についての切替措置

2024 年 4 月 1 日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。

なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における 2024 年 4 月 1 日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

別　　表

別　　表

1　契約設備電力の算定

(1) 契約設備電力は，原則として，電流を制限する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。

イ　電流を制限する計量器による場合

$$\text{入力(キロボルトアンペア)} = \text{制限される電流(アンペア)} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\text{入力(キロボルトアンペア)} = \text{電流制限器の定格電流(アンペア)} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ハ　主開閉器による場合

別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(2) (1)によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

2　系統設備効率化割引の対象変電所等

(1) 系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割引区分	割引対象変電所等
Ａ－1	米沢変電所，福島変電所，東福島変電所，須賀川変電所，南相馬変電所，新地変電所
Ａ－2	西仙台変電所，西山形変電所，いわき変電所，北新潟変電所，新潟変電所，中越変電所，新岡部変電所，東群馬変電所，新富山変電所
Ａ－3	東花巻変電所，宮城変電所，宮城中央変電所，名取変電所，新庄変電所，本名変電所，越後開閉所
Ｂ－1	五ツ橋変電所，土樋変電所，柳町通変電所，榴岡変電所，堤通変電所，加茂変電所，東三条変電所，保内変電所，加茂郷変電所，向燕変電所，北三条変電所，東燕変電所，西三条変電所，栄変電所，見附変電所，栃尾変電所，長岡変電所，城岡変電所，蓮潟変電所，大手変電所，北長岡変電所，西見附変電所，宮内町変電所
Ｂ－2	瀬辺地変電所，石江変電所，岡町変電所，泉野変電所，浪打変電所，浪岡変電所，黒石変電所，新町野変電所，田代変電所，南津軽変電所，弘前城東変電所，東弘前変電所，桔梗野変電所，大鰐変電所，岩木川変電所，北弘前変電所，北津軽変電所，板柳変電所，弘前変電所，木造変電所，滝渕発電所，深浦変電所，松神発電所，五所川原変電所，金木変電所，尾駮変電所，白糠

Ｂ－2	変電所，大湊変電所，仲崎変電所，大畑変電所，東通変電所，三本松変電所，小湊変電所，小中野変電所，法量発電所，堤町変電所，三戸変電所，小中島発電所，浦町変電所，沖館変電所，青森本町変電所，二戸変電所，福岡発電所，沼宮内変電所，葛巻変電所，西通変電所，盛岡中央変電所，高松変電所，青山変電所，長田町変電所，巣子変電所，東盛岡変電所，仙北町変電所，松園変電所，岩手滝沢変電所，葛根田第二発電所，都南変電所，矢巾変電所，花巻変電所，飯豊変電所，柳原変電所，川尻変電所，耳取変電所，日高変電所，常盤変電所，江刺変電所，河原町変電所，山目変電所，岩泉変電所，普代変電所，本銅変電所，千徳変電所，東宮古変電所，山田変電所，大槌変電所，大船渡変電所，下船渡変電所，釜石変電所，立根変電所，大平変電所，大館変電所，釈迦内変電所，毛馬内変電所，花輪変電所，桂変電所，能代東変電所，二ツ井変電所，八郎潟変電所，土崎変電所，山王変電所，大川反変電所，南通変電所，広小路変電所，御所野変電所，手形変電所，牛島変電所，川添変電所，大仙変電所，角館変電所，生保内発電所，先達発電所，境変電所，大曲変電所，千畑変電所，郷内発電所，本荘変電所，鳥海川第一発電所，岩谷変電所，西馬音内変電所，沼館変電所，美入野変電所，横手変電所，羽後増田変電所，東成瀬変電所，湯沢変電所，横堀変電所，滝ノ原発電所，花京院変電所，旭ヶ丘変電所，勾当台変電所，沼辺変電所，遠刈田発電所，福田町変電所，卸町変電所，長町変電所，南小泉変電所，鍋田変電所，八木山変電所，西多賀変電所，高舘変電所，あすと長町変電所，中田変電所，増田変電所，大町変電所，広瀬通変電所，仙台本町変電所，三居沢発電所，仙台港変電所，多賀城変電所，塩釜築港変電所，塩釜変電所，大日変電所，新浜変電所，仙台変電所（66 キロボルトと 6 キロボルトを連系する設備），鶴ヶ谷変電所，小鶴新田変電所，苦竹変電所，荒巻変電所，七北田変電所，古川変電所，陸前大幡変電所，陸前山下変電所，女川変電所，石巻湊変電所，渡波変電所，松岩変電所，鹿折変電所，明通変電所，中山変電所，泉変電所，鳥越変電所，真室川変電所，新庄十日町変電所，戸沢変電所，大石田変電所，尾花沢変電所，楯岡変電所，神町変電所，東根変電所，寒河江陵西変電所，谷地変電所，沼山発電所，寒河江変電所，長崎変電所，栄町通変電所，宮宿変電所，古館変電所，鮎貝変電所，城南変電所，宮町変電所，あかねヶ丘変電所，谷柏変電所，桜田変電所，大野目変電所，松波変電所，本町通変電所，天童変電所，久野本変電所，宮内変電所，長井変電所，石岡変電所，高畠変電所，小松変電所，飯豊町変電所，花沢変電所，東酒田変電所，南酒田変電所，余目変電所，浜中変電所，酒田北港変電所，北酒田変電所，北鶴岡変電所，鶴岡変電所，藤島変電所，大山変電所，西鶴岡変電所，温海変電所，新落合発電所，梵字川発電所，小国変電所，他者の所有する変電所（山形県鶴岡市），西福島変電所，清水変電所，栄町変電所，板谷変電所，腰浜変電所，鎌田変電所，伊達変電所，大熊変電所，久保田変電所，本

Ｂ－2	宮南変電所，細沼変電所，諏訪変電所，郡山駅前変電所，久留米変電所，平大町変電所，東平変電所，北小名浜変電所，喜多方変電所，岩月変電所，神指変電所，河東変電所，門田変電所，本郷変電所，鶴沼川発電所，田島変電所，八総変電所，内川発電所，城東変電所，坂下変電所，小林変電所，野沢変電所，桧ノ原変電所，坂町変電所，荒川変電所，村上変電所，神林変電所，勝木変電所，黒川北変電所，中条変電所，鷹の巣発電所，北新発田変電所，東港変電所，新発田変電所，松浦変電所，飯豊川第一発電所，飯豊川第二発電所，松浜変電所，葛塚変電所，水原変電所，新崎変電所，三川変電所，津川変電所，安田変電所，小須戸変電所，白根変電所，五泉変電所，木越変電所，早出発電所，東新津変電所，亀田変電所，川根変電所，中新潟変電所，藤見変電所，山の下変電所，大形変電所，沼垂変電所，寄居浜変電所，本町変電所，白山変電所，万代変電所，西新潟変電所，幸町変電所，笹口変電所，紫竹変電所，鳥屋野変電所，女池変電所，大野変電所，内野変電所，関屋変電所，亀貝変電所，巻変電所，岩室変電所，西川変電所，燕変電所，吉田変電所，地蔵堂変電所，小関変電所，桐島変電所，東栃尾変電所，南長岡変電所，来迎寺変電所，小千谷変電所，堀之内変電所，小出変電所，日吉変電所，才津変電所，比角変電所，柏崎変電所，茨目変電所，魚沼変電所，十日町変電所，東小千谷変電所，南十日町変電所，浦佐変電所，五十沢発電所，城内変電所，薮神発電所，上条発電所，大割野変電所，宮野原発電所，松代変電所，越後湯沢変電所，石打変電所，越後中里変電所，神立変電所，塩沢変電所，六日町変電所，登川発電所，直江津変電所，春日山変電所，高田変電所，稲田変電所，新井変電所，関山変電所，和田変電所，妙高変電所，潟町変電所，南川変電所，虫川変電所，東直江津変電所，能生変電所，糸魚川変電所，早川発電所，田海変電所，親不知変電所，佐渡変電所，相川変電所，相川火力発電所，高千変電所，金沢変電所，両津変電所，羽茂変電所，新潟変電所（154 キロボルトと 6 キロボルトを連系する設備），新飯田変電所，下田変電所，小国町変電所，大所変電所，浅貝変電所，飯山変電所

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として 2028 年 4 月 1 日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として 5 年ごとに見直しを行なうものといたします。

(2) 系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ (1)の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として 2028 年 4 月 1 日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として 5 年ごとに見直しを行なうものといたします。

また，2024年3月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，(1)の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ　2024年4月1日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間1回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－1	Ａ－1，Ａ－2，Ａ－3 または割引対象外	Ａ－1
Ａ－2	Ａ－1	Ａ－1
	Ａ－2，Ａ－3または割引対象外	Ａ－2
Ａ－3	Ａ－1	Ａ－1
	Ａ－2	Ａ－2
	Ａ－3または割引対象外	Ａ－3
Ｂ－1	Ｂ－1，Ｂ－2または割引対象外	Ｂ－1
Ｂ－2	Ｂ－1	Ｂ－1
	Ｂ－2または割引対象外	Ｂ－2

3　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ) b もしくは(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ｲ) b (b)もしくは(ﾛ) b の場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100 パーセントといたします。）を乗じます。

(1) 供給電気方式および供給電圧が交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流(アンペア)} \times \text{電圧(ボルト)} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合の電圧は，200 ボルトといたします。

(2) 供給電気方式および供給電圧が交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流(アンペア)} \times \text{電圧(ボルト)} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

(1) 照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　け い 光 灯

	換　算　容　量	
	入力(ボルトアンペア)	入力(ワット)
高力率型	管灯の定格消費電力(ワット)×150 パーセント	管灯の定格消費電力(ワット)×125 パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力(ワット)×200 パーセント	

ロ　ネオン管灯

2 次電圧(ボルト)	換　算　容　量		
	入力(ボルトアンペア)		入力(ワット)
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換　算　容　量	
	入力(ボルトアンペア)	入力(ワット)
999 以下	40	40
1,149 以下	60	60
1,556 以下	70	70
1,759 以下	80	80
2,368 以下	100	100

ニ　水　銀　灯

出　力（ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40 以下	60	130	50
60 以下	80	170	70
80 以下	100	190	90
100 以下	150	200	130
125 以下	160	290	145
200 以下	250	400	230
250 以下	300	500	270
300 以下	350	550	325
400 以下	500	750	435
700 以下	800	1,200	735
1,000 以下	1,200	1,750	1,005

(2) 誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(ｲ) 出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ) 出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　力 （ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35 以下	—	160	出力（ワット）× 133.0 パーセント
45 以下	—	180	
65 以下	—	230	
100 以下	250	350	
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1,200	
750 以下	1,000	1,400	

ロ　3 相誘導電動機

換　算　容　量（入力〔キロワット〕）
出力(馬力)　　×93.3 パーセント
出力(キロワット)×125.0 パーセント

(3) レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が 2 以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別 (携帯型および移動型を含みます。)	最高定格管電圧 (ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ)	管電流 (短時間定格電流) (ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ)	換算容量 (入力〔ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ〕)
治療用装置			定格 1 次最大入力(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)の値といたします。
診察用装置	95 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1
		20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1.5
		30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	2
		50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 100 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	3
		100 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	4
		200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	7.5
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	10
	95 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 100 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	6
		300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	8
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	13.5
	100 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 125 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	9.5
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	16
	125 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	11
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	ｺﾝﾃﾞﾝｻ容量 0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		1
	0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		2
	1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 3 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		3

(4) 電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力(キロワット)＝ 最大定格 1 次入力(キロボルトアンペア)× 70 パーセント

ロ　イ以外の場合

入力(キロワット)＝ 実測した 1 次入力(キロボルトアンペア)× 70 パーセント

(5) そ　の　他

イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて 1 契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

5　離島ユニバーサルサービス調整

(1) 離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ　離島平均燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島平均燃料価格は，100 円単位とし，100 円未満の端数は，10 円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格＝Ａ×α

Ａ＝各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格

α＝1.0000

なお，各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格の単位は，1 円とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

ロ　離島基準燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300 円といたします。

ハ　離島調整上限燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000 円といたします。

ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，1 銭とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(ｲ) 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島基準燃料価格} - \text{離島平均燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

(ﾛ) 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合

離島ユニバーサルサービス調整単価　＝

$$(\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

(ハ) 1キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合

離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。

離島ユニバーサルサービス調整単価　＝

$$(\text{離島調整上限燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に係る電気に適用いたします。

(ｲ) 各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年1月1日から3月31日までの期間	その年の5月の検針日から6月の検針日の前日までの期間
毎年2月1日から4月30日までの期間	その年の6月の検針日から7月の検針日の前日までの期間
毎年3月1日から5月31日までの期間	その年の7月の検針日から8月の検針日の前日までの期間
毎年4月1日から6月30日までの期間	その年の8月の検針日から9月の検針日の前日までの期間
毎年5月1日から7月31日までの期間	その年の9月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年6月1日から8月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年7月1日から9月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年8月1日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の1月の検針日の前日までの期間
毎年9月1日から11月30日までの期間	翌年の1月の検針日から2月の検針日の前日までの期間
毎年10月1日から12月31日までの期間	翌年の2月の検針日から3月の検針日の前日までの期間
毎年11月1日から翌年の1月31日までの期間	翌年の3月の検針日から4月の検針日の前日までの期間
毎年12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の2月29日までの期間）	翌年の4月の検針日から5月の検針日の前日までの期間

(ﾛ) 記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ﾊ) 定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)に

いう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(ｲ)にいう検針日は，応当日といたします。

(ﾆ) 検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。

ﾍ　離島ユニバーサルサービス調整額

(ｲ) 定額制供給の場合

a　電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ﾆによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

b　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ﾆによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

(ﾛ) 従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は，その 1 月の接続供給電力量にﾆによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

(2) 離島基準単価

離島基準単価は，離島平均燃料価格が 1,000 円変動した場合の値といたします。

ｲ　定額制供給の場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。

電灯	10 ワットまでの 1 灯につき	4 厘
	10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	9 厘
	20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	1 銭 8 厘
	40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	2 銭 5 厘
	60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	4 銭 3 厘
	100 ワットをこえる 1 灯につき 100 ワットまでごとに	4 銭 3 厘
小型機器	50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	1 銭 3 厘
	50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	2 銭 5 厘
	100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	2 銭 5 厘

(ﾛ) 電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，1 日につき次のとおりといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	0 厘
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	1 厘
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	1 厘
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合	7 厘
総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに	7 厘

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット 1 日につき	8 厘

ロ 従量制供給の場合

離島基準単価は，次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	1 厘

(3) 離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

6 平均力率の算定

(1) 平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85 パーセントとみなします。

$$\text{平均力率(パーセント)} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

(2) 有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として 3 パーセントの計量損失率によって修正したものといた

します。

7　契約負荷設備の総容量の算定

(1) 差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(ｲ) 住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

1 差込口につき 50 ボルトアンペア

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

1 差込口につき 100 ボルトアンペア

(2) 契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の 1 回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

8　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30 分ごとに次の算式により得られた値とみなします。

発電バランシンググループごとの発電計画
＝みなし発電計画の値
×当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値
／当日計画の通知の期限における発電計画の値

(2) 接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみな

します（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの31（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式により得られた値といたします。

需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画
＝みなし需要抑制計画の値
×当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値
／当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合
販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合
販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

9 電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ 接続供給電力量の算定式

その1月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10 ワットまでの 1 灯につき	10 ワット×ロに定める月別使用時間
		10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	20 ワット×ロに定める月別使用時間
		20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	40 ワット×ロに定める月別使用時間
		40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	60 ワット×ロに定める月別使用時間
		60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	100 ワット×ロに定める月別使用時間
		100 ワットをこえる 1 灯につき 100 ワットまでごとに	100 ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備 1 機器につき		20 キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40 キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200 時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における 3 月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415 時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ) 前 3 月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前 3 月間の接続供給電力量}}{\text{前 3 月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が 10 日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100 パーセント＋(±誤差率)}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の 30 分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4) 発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第 1 年度，
第 2 年度）</td><td>月間計画
（翌月，翌々
月）</td><td>週間計画
（翌週，翌々
週）</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年 10 月 31
日</td><td>毎月 1 日</td><td>毎週水曜日午
前 10 時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日午前
12 時</td><td>30 分ごとの
実需給の
開始時刻の
1 時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要
想定値</td><td>各月の平日お
よび休日の接
続対象電力の
最大値および
最小値</td><td>各週の平日お
よび休日の接
続対象電力の
最大値および
最小値</td><td>電力広域的運
営推進機関が
指定する時刻
の日ごとの接
続対象電力</td><td>週間計画と
同一の時刻
の接続対象
電力</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力
量</td></tr>
<tr><td>需要想
定値に
対する
調達計
画・販
売計画</td><td>各月の平日お
よび休日の接
続対象電力の
最大値および
最小値に対す
る発電契約
者，契約者ま
たは需要抑制
契約者毎の調
達分および販
売分の計画値</td><td>各週の平日お
よび休日の接
続対象電力の
最大値および
最小値に対す
る発電契約
者，契約者ま
たは需要抑制
契約者毎の調
達分および販
売分の計画値</td><td>電力広域的運
営推進機関が
指定する時刻
の日ごとの接
続対象電力に
対する発電契
約者，契約者
または需要抑
制契約者毎の
調達分および
販売分の計画
値</td><td>週間計画と
同一の時刻
の接続対象
電力に対す
る発電契約
者，契約者
または需要
抑制契約者
ごとの調達
分および販
売分の計画
値</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力
量に対する発電契約者，
契約者または需要抑制契
約者毎の調達分および販
売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="4">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="3">－</td></tr>
</table>

（注 1）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。

（注 3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注 4）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第1年度，
第2年度）</td><td>月間計画
（翌月，翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，翌々週）</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月
31日</td><td>毎月1日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>原則として
30分ごとの
実需給の
開始時刻の
1時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，
停止内容，その他必要な項目</td><td>－</td><td>－</td><td colspan="2">－</td></tr>
<tr><td>－</td><td>－</td><td colspan="4">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注 1）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。
（注 3）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注 4）計画外作業及び計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。
（注 5）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注 6）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間		年間計画 (第1年度， 第2年度)	月間計画 (翌月，翌々月)	週間計画 (翌週，翌々週)	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年10月31日	毎月1日	毎週水曜日午前10時	毎日 午前10時	毎日午前12時	30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者， 発電契約者または需要抑制契約者 毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	－	－	－	－	－	30分ごとの値

(注1) 需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

(注2) 年度とは，4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。

(注3) 当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

(注4) 翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していた

だきます。

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1) 照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧（ボルト）	管灯の定格消費電力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
		50ヘルツ	60ヘルツ
100	10	4.5	3.5
	15	5.5	4.5
	20	9	5.5
	30	11	9
	40	17	14
	60	21	17
	80	30	25
	100	36	30
200	40	4.5	3.5
	60	5.5	4.5
	80	7	5.5
	100	9	7

ロ　ネオン管灯

2次電圧（ボルト）	変圧器容量（ボルトアンペア）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
		50ヘルツ	60ヘルツ
3,000	80	30	20
6,000	100	50	30
9,000	200	75	50
12,000	300	100	50
15,000	350	150	70

ハ　水　銀　灯（標準周波数 50 ヘルツおよび 60 ヘルツの場合といたします。）

出力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100 ボルト	200 ボルト
50 以下	30	7
100 以下	50	9
250 以下	75	15
300 以下	100	20
400 以下	150	30
700 以下	250	50
1,000 以下	300	75

(2) 誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(ｲ) 単相誘導電動機

使用電圧(ボルト)		100				200			
電動機定格出力	馬力	1/8	1/4	1/2	1	1/8	1/4	1/2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	50 ヘルツ	50	75	75	100	20	20	30	40
	60 ヘルツ	40	50	75	100	20	20	30	40

(ﾛ) 3 相誘導電動機（使用電圧 200 ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力		1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ		0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	2極	50ﾍﾙﾂ	―	―	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
		60ﾍﾙﾂ	―	―	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4極	50ﾍﾙﾂ	―	―	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
		60ﾍﾙﾂ	―	―	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6極	50ﾍﾙﾂ	―	―	50	100	100	150	300	300	500	500	700	800	1,200	1,300
		60ﾍﾙﾂ	―	―	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)	50ヘルツ	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600
	60ヘルツ	10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって 2 以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3) 電気溶接機（使用電圧 200 ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力(キロボルトアンペア)	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の 50 パーセントといたします。

(4) そ　の　他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14　標準設計

(1) 適　　用

この標準設計基準（以下「この基準」といいます。）は，Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計で施設する場合の工事費の算定に適用いたします。

この基準に明記していない場合は，電気設備に関する技術基準，その他関係法令，当社設計基準等にもとづき，技術的に適当と認められる設計によるものといたします。この場合，その設計を標準設計といたします。

(2) 単　　位

この基準においては，単位を次の記号で表示いたします。

単　　位	記　　号
ボルト	Ｖ
キロボルト	ｋＶ
アンペア	Ａ
キロアンペア	ｋＡ
キロボルトアンペア	ｋＶＡ
メガボルトアンペア	ＭＶＡ
ミリメートル	ｍｍ
メートル	ｍ
キロメートル	ｋｍ
平方ミリメートル	mm^2
平方センチメートル	cm^2
ミリグラム	ｍｇ

(3) 高圧または低圧電線路

イ　一般基準

(ｲ) 電圧降下の許容限度

高圧または低圧電線路（受電地点から受電地点に最も近い発電所または変電所の引出口もしくは供給変圧器の引出側端子までの電線路および供給地点から供給地点に最も近い発電所または変電所の引出口もしくは供給変圧器の引出側端子までの電線路）における電圧降下の許容限度の標準は，次によるものといたします。

電圧降下の許容限度の標準値

電線路の公称電圧（Ｖ）	電圧降下の許容限度の標準値（Ｖ）
100	6
200	20
3,300	300
6,600	600

ただし，既設電線路を利用する場合または他者と同時に供給設備を施設する場合は，他者の電圧降下および法令で定められた電圧維持基準等を考慮して施設いたします。

(ﾛ) 経　過　地

高圧または低圧電線路の経過地は，技術上，地形，用地事情および保守，保安に支障のない範囲で，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類

高圧または低圧電線路の種類は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，その他の方法によるものといたします。

(ﾆ) 電線路の設計

電線路の設計については，その地域に施設される電気工作物の設計と同等のものをこえないものといたします。

ロ　架空電線路

(ｲ) 電線路の施設

a　高圧または低圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線の張替え等のうち，技術上著しく困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

b　高圧架空電線路を単独に新設する場合には，原則として1回線といたします。

(ﾛ) 支持物の種類

高圧または低圧架空電線路の支持物には，コンクリート柱または複合柱を使用し，その選定にあたっては技術上，経済上適当なものといたします。ただし，コンクリート柱または複合柱を使用することが技術上，経済上不適当と認められる場合は，他の支持物を使用いたします。

(ﾊ) 標 準 径 間

高圧または低圧架空電線路の標準径間は，次によるものといたします。

標　準　径　間

施 設 区 域	標 準 径 間（m）
市　街　地	45
そ　の　他	55

(ﾆ) 支持物の長さ

高圧または低圧架空電線路の支持物の長さは，施設場所の状況に応じた根入れ，電線の弛度，装柱，交叉，建物，引込線，積雪等を考慮し当社が通常使用しているもののうち必要最小のものを次の中から選定いたします。

支　持　物　の　長　さ

支持物の長さ(m)	10	12	14	16

(ﾎ) が　い　し

高圧または低圧架空電線路で使用するがいしは，次によるものといたします。

が　い　し　の　種　類

使用個所別 / 電圧別	引通し個所	引留め個所
低　　圧	低圧用一体化ラック	低圧用一体化ラック
	低圧ピン碍子	低圧引留碍子
	低圧引留碍子	ＤＶグリップ
高　　圧	高圧中実ピンがいし	高圧中実耐張がいし

(ﾍ) 架空電線の種類および太さ

a　高圧または低圧架空電線には，硬銅線もしくはアルミ電線を使用いたします。

b　高圧または低圧架空電線の種類は，絶縁電線を使用いたします。

c　高圧または低圧架空電線の太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，機械的強度等を考慮し，必要最小のものを次の中から選定いたします。ただし，技術上，経済上不適当と認められる場合は，架空ケーブル等，他の適当な電線を使用することがあります。

電線の種類，太さおよび許容電流　（単位：A）

太さ ＼ 種類		高圧絶縁電線（OC）	低圧絶縁電線（OW）	引込線ビニル絶縁電線（DV）	
				2心	3心
単線(mm)	3.2	—	—	61	54
	5.0	153	103	—	—
より線(mm^2)	22	—	—	127	111
	60	292	206	—	193
	120	310	—	—	—
	100	391	—	—	262
	200	455	—	—	—
	150	512	—	—	—

(ﾄ) 架空電線の配列および変台装柱

a　高圧または低圧架空電線の配列は，特殊な場合を除き水平または垂直といたします。

b　柱上に変圧器を施設する場合は，変台装柱または懸垂装柱とし，1 次側に使用する開閉器は高圧カットアウトといたします。

(ﾁ) 柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，需要の実情を考慮し，当社が通常使用しているもののうち必要最小のものを次の中から選定いたします。

柱上変圧器容量

容量（kVA）								
5	10	20	30	50	75	100	50+30＊	100+50＊

（注）＊：変圧器容量 50+30kVA および 100+50kVA は，灯動共用変圧器の容量といたします。

(ﾘ) 電力用変圧器の結線

3 相供給に対しては，原則として単相変圧器 2 台を使用したV結線または灯動共用変圧器の使用により供給いたします。ただし，技術上，経済上適当と認められる場合は，単相変圧器 3 台をΔ結線により供給することがあります。

(ﾇ) 高圧負荷開閉器の取付けおよびその種類と容量

a　高圧架空電線路の系統運用または保守のために必要な個所には高圧負荷開閉器を取り付けます。

b　高圧負荷開閉器の種類は，気中を標準といたします。ただし，技術上やむをえない場合には，他の種類の開閉器を施設することがあります。

c　高圧負荷開閉器の容量は，負荷電流および短絡電流を考慮し，当社が通常使用しているもののうち必要最小のものを次の中から選定いたします。

高圧負荷開閉器容量

容量（A）	300*	400

（注）*：高圧負荷開閉器容量300Aは，ＳＯＧ型開閉器の容量といたします。

(ﾙ) 特 殊 線 路

a　塩，ちりなどの汚損地域に施設する架空電線路には，その程度に応じた耐塩設備を使用いたします。

なお，汚損地域の区分は次によるものといたします。

塩，塵埃汚損区分表

汚損種類	塩		塵　埃
汚損区分	飛来海塩量※（mg/m²/s） または 想定最大等価塩分付着量（mg/cm²）		想定最大等価塵埃付着量（塩分換算）
	中汚損地区	重汚損地区	
	0.25mg/m²/s超過 0.40mg/m²/s以下 または 0.06mg/cm²超過 0.12mg/cm²以下	1.0mg/m²/s以下 または 海岸からの距離が300m以下 または 0.35mg/cm²以下	0.12mg/cm²以上

※各地点における海から飛来する塩分量を数値化したもの。

b　雷雨発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，その程度に応じた耐雷設備を使用いたします。

c　雪害，風害等の発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，その程度に応じた耐害設備を使用いたします。

ハ　地中電線路

(ｲ) 電線路の施設

高圧または低圧地中電線路の施設方式は，原則として管路式といたします。ただし，次の場合は直接埋設式または暗きょ式とすることがあります。

なお，暗きょ式にはキャブ（ＣＡＢ）方式および電線共同溝（Ｃ・Ｃ・ＢＯＸ）方式を含むものといたします。

a　直接埋設式

車輌その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく，かつ，再掘削が容易にできる場合

b　暗 き ょ 式

当該電線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合

(ﾛ) ケーブルの種類および太さ

a　高圧または低圧地中電線路に使用するケーブルの種類は，原則としてビニル外装ケーブルといたします。

b　ケーブルの太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，機械的強度等を考慮し，必要最小のものを次の中から選定いたします。

ケーブルの太さ

電圧別	ケーブルの太さ（mm^2）
低　圧	8　14　22　60　150　250
高　圧	22　38　60　100　150　200　250　325

c　ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じて算定いたします。

(ﾊ) 配電塔，高圧キャビネットおよび接続箱の使用

a　高圧ケーブルを分岐する場合または変圧器を施設する場合は，配電塔を使用することがあります。

b　高圧で電気の供給を受ける需要者等に対する地中引込線が当社の電柱および配電塔から単独引込みで施設することが困難な場合，もしくは，将来困難になることが予想される場合には，π引込用として高圧キャビネットを使用いたします。

c　低圧ケーブルを分岐する場合は，接続箱を使用いたします。

(4) 特別高圧電線路

イ　一 般 基 準

(ｲ) 電圧降下の許容限度

特別高圧電線路（受電地点から受電地点に最も近い発電所または変電所の引出口までの電線路および供給地点から供給地点に最も近い発電所または変電所の引出口までの電線路）における電圧降下の許容限度の標準は，次によるものといたします。

電圧降下の許容限度の標準値

電線路の公称電圧（V）	電圧降下の許容限度の標準値（V）
11,000	1,000
22,000	2,000
33,000	3,000
66,000	6,000
154,000	14,000

(ﾛ) 経 過 地 等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，技術上，地形，用地事情および保守，保安に支障のない範囲で，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類

特別高圧電線路の種類は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路を施設する

ことが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，その他の方法によるものといたします。

(ﾆ) 電線路の設計

電線路の設計については，その地域に施設される電気工作物の設計と同等のものをこえないものといたします。

ロ　架空電線路

(ｲ) 電線路の施設

a　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の施設，他の架空電線路との併架，電線の張替え等のうち，技術上著しく困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

b　特別高圧架空電線路を単独に施設する場合には，原則として1回線といたします。

(ﾛ) 支持物の種類

特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を使用いたします。ただし，33ｋＶ以下の架空電線路を道路沿いに施設する場合は，原則としてコンクリート柱を使用いたします。

(ﾊ) 標 準 径 間

特別高圧架空電線路の標準径間は，次によるものといたします。

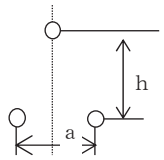
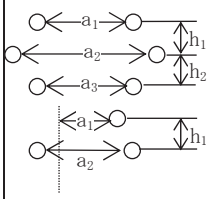
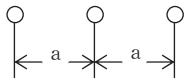
標　準　径　間

支持物種類	標準径間（m）
鉄　　塔	150～300
そ　の　他	50～100

(ニ) 電 線 間 隔

特別高圧架空電線路の電線間隔は，次によるものといたします。

標 準 電 線 間 隔

電圧／回線／配列／寸法		電線間隔 (m)					備考
		33ｋＶ以下	66ｋＶ		154ｋＶ		
		1	1	2	1	2	
正三角	a	1.0～ 2.5					
	h	0.86～ 1.75					
垂直・三角	a_1	1.8～ 2.3	2.0～ 2.6	4.0～ 5.2	3.2～ 4.3	6.4～ 8.6	
	a_2	5.5～ 6.5	6.0～ 8.0	7.2～10.0	8.6～12.0	10.0～13.0	
	a_3			5.0～ 7.0		8.0～10.0	
	h_1	2.0～ 2.7	2.5～ 3.2	2.8～ 3.6	4.2～ 6.0	4.2～ 6.0	
	h_2			2.5～ 3.2		3.6～ 5.0	
水平	a	1.5～ 2.5	3.5～ 5.0		6.0～ 7.0		

(ホ) が　い　し

a　がいしは，懸垂がいし，長幹がいしまたはＬＰがいしを標準といたします。

b　ａの連結個数は，次によるものといたします。ただし，既設設備に接続する場合は既設設備と同一絶縁レベルのがいしを使用いたします。

が　い　し　の　標　準　連　結　個　数

電圧	がいしの種類	汚損区分	A	B	C	D	E	F
		想定最大等価塩分付着密度	mg／cm² 0.01	mg／cm² 0.03	mg／cm² 0.06	mg／cm² 0.12	mg／cm² 0.25	mg／cm² 0.50
		海岸よりの距離（参考）	km以上 50		km以上 30	km 10～30	km 1～10	km 0～3
33ｋＶ以下	ＬＰがいし		LP-30×1コ		LP-40×1コ	LP-60×1コ		LP-70×1コ
	長幹がいし		LC8010×1コ			LC8013×1コ		LC8017×1コ
66ｋＶ	長幹がいし		LC8017×1コ		LC8021×1コ	LC8024×1コ	LCS-8020×1コ	LCS-8020 相当深×1コ
	懸垂がいし		SU-120CN×6コ	SU-120CN×6コ	SU-120CN×7コ	SU-120CN×8コ	—	
			—		SU-120BF×6コ	SU-120BF×6コ	SU-120BF×7コ	SU-120BF×8コ
154ｋＶ	長幹がいし		LC8017×2コ	LC8021×2コ	LC8024×2コ	LCS-8020×2コ	LCS-8020 相当深×2コ	
	懸垂がいし		SU-120CN×10コ	SU-120CN×14コ	SU-120CN×16コ	—		
			—	SU-120BF×13コ	SU-120BF×13コ	SU-120BF×13コ	SU-120BF×15コ	SU-120BF×17コ

(ヘ) 電線の種類および太さ

a　電線は，着雪を考慮してヒレ付アルミ覆鋼心圧縮型アルミより線の使用を原則とします。

ただし，

(a) 機械的強度上とくに必要のある場合，腐食のおそれがある場合等特別の理由のある場合は，他の電線を使用することがあります。

(b) ロ(ﾛ)により施設する 33ｋＶ以下の電線路には，原則として硬銅線の難着雪（2ケヒレ形）圧縮導体水密形33ｋＶ屋外用架橋ポリエチレン絶縁電線を使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，機械的強度等を考慮して定め，必要最小のものを次の中から選定いたします。ただし，他の支持物に併架するときは，弛度の関係から既設架空電線と同じ太さのものを使用する場合があります。

電線の種類，太さおよび許容電流

ヒレ付アルミ覆鋼心圧縮型 アルミより線（ＳＢＡＣＳＲ／ＡＣ）		難着雪（2 ケヒレ形）圧縮 導体水密形 33ｋＶ屋外用 架橋ポリエチレン絶縁電線（SSW-OC）	
公称断面積 （mm^2）	許容電流 （A）	公称断面積 （mm^2）	許容電流 （A）
150	448	80	325
190	532	100	375
290	694		
400	824		
500	957		
740	1,189		

(ﾄ) 架空地線等耐雷施設の設置

a　支持物を鉄塔とする電線路には，架空地線を施設いたします。

また，鉄塔以外の支持物の場合においても必要により架空地線を施設することがあります。

b　a の架空地線は，原則として 1 条とし，機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要のある場合など特別な場合を除き，その線路の設計条件にもとづいて，次の中から選定いたします。

また，アークホーン，アーマロット，避雷器等技術上，経済上合理的な耐雷施設を設置いたします。

架　空　地　線

地線の種類	亜鉛めっき鋼より線（第 1 種）		アルミ覆鋼より線	
太さ（mm^2）	70	90	70	90

なお，鉄塔以外の支持物については上記以外の架空地線を使用することがあります。

(ﾁ) 架空電線の地表上の高さ

特別高圧架空電線の地表上の高さは，次によるものといたします。

地　表　上　の　高　さ

個　　所　　別		33ｋＶ以下	66ｋＶ	154ｋＶ
平地	市街地および都市周辺地域	13m	14m	15m
	国道・県道の横過個所および建造物の散在する地域	12m	13m	14m
	その他の地域	9m	10m	11m
山地・山林地域		8m	9m	10m

ただし，次の場合はその状況に応じ，必要最小の高さを保持いたします。

a　積雪の多い地区

b　電線の高さが用地確保のための条件となる場合

(リ) その他の設計基準

特別高圧架空電線路の支持物の設計は，前各項によるほか，電気規格調査会標準規格（ＪＥＣ）およびその他のこれに類する規格によるものといたします。

(ヌ) ライントラップの施設

搬送波が重畳されている電線から当該電線を分岐する場合で，搬送波の伝送に悪影響を与えるときは，その分岐点に適当なライントラップを設けるものといたします。

ハ　地中電線路

(イ) 電線路の施設

特別高圧地中電線路の施設方式は管路式とし，原則として点検孔（1 孔）を設けるものといたします。ただし，次の場合は直接埋設式または暗きょ式によることがあります。

a　直接埋設式

車輌その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく，かつ，再掘削が容易にできる場合

b　暗 き ょ 式

当該電線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合

(ロ) ケーブルの種類および太さ

特別高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは許容電流，電圧降下，短絡電流，施設方法などを考慮して，原則として次の中から選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，電気協同研究第 53 巻第 3 号「地中送電線の送電容量設計」に準じた算定方法に施設条件を考慮して算出いたします。

ケ ー ブ ル の 種 類

電圧別	33ｋＶ以下	66ｋＶ		154ｋＶ
種　類	ＣＶケーブル	ＣＶケーブル		ＣＶケーブル
線心数	トリプレックス	トリプレックス	単　心	単　心
公称断面積（mm^2）	60 100 150 200 250 325 400 500	80 100 150 200 250 325 400 500 600	600 800 1,000 1,200 1,400 1,600 2,000	200 400 600 800 1,000 1,200 1,400 1,600 1,800 2,000

(ハ) そ　の　他

a　架空地中混用電線路には，必要に応じて故障区間検出装置を施設いたします。

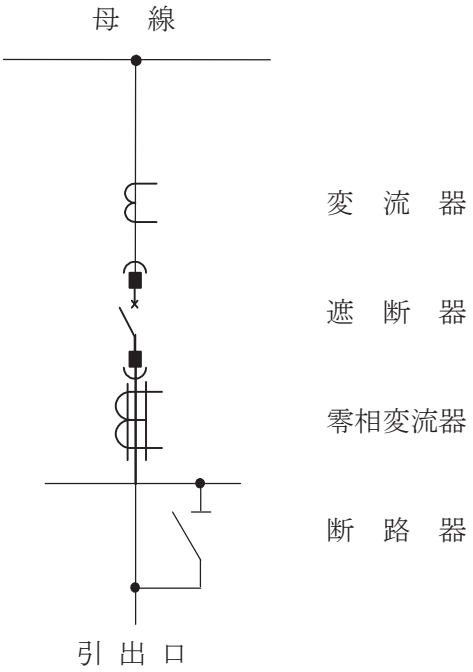
b　架空地中混用電線路で雷サージによってケーブルが損傷するおそれのある場合は，避雷器を施設いたします。

(5) 変 電 設 備

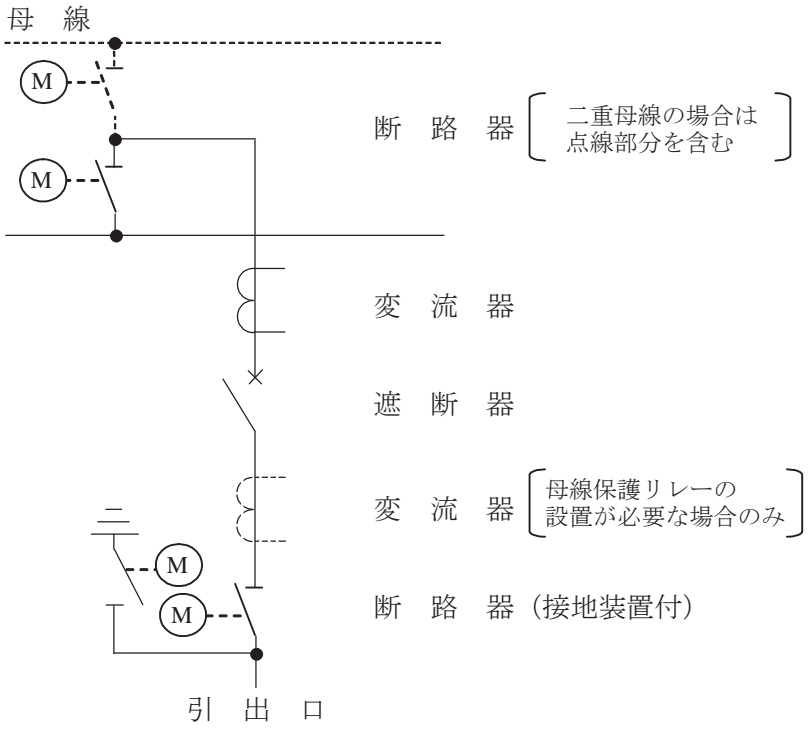
イ　結　線　法

結線法は，次の結線を標準といたします。

(ｲ) 高圧で引出しをする場合



(ﾛ) 特別高圧で引出しをする場合



ロ　遮　断　器

(ｲ) 遮断器は，当社が通常使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成について計算した短絡容量から判断し，次の中から必要最小のものを選定いたします。

遮　断　器　容　量

定格電圧	遮断器容量		定格電圧	遮断器容量	
(V)	kA	(MVA)	(V)	kA	(MVA)
3,600	16.0	(100)	36,000	16.0	(1,000)
	25.0	(160)		25.0	(1,600)
7,200	12.5	(160)		31.5	(2,000)
	20.0	(250)		40.0	(2,500)
12,000	25.0	(520)	72,000	20.0	(2,500)
				25.0	(3,100)
				31.5	(3,900)
				40.0	(5,000)
24,000	20.0	(830)	168,000	25.0	(7,300)
	25.0	(1,000)		31.5	(9,200)
				40.0	(12,000)

(ﾛ) 将来の系統構成は，5年程度先を目標といたします。(断路器および変流器についても同様といたします。)

ハ　断　路　器

断路器は，当社が通常使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成について計算した短絡容量から判断し，必要最小のものを使用いたします。

ニ　変　流　器

変流器は，当社が通常使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成について計算した短絡容量から判断し，必要最小のものを使用いたします。

ホ　配　電　盤

配電盤には，原則として電流計および遮断器操作用ハンドルならびに運転に必要な器具を取り付けるものといたします。また，必要に応じ電力計，電圧計，無効電力計等を取り付けるものといたします。

ヘ　保 護 装 置

電線路には，短絡または地絡を生じた場合に自動的に電路を遮断するために必要な保護装置を施設いたします。

ト　変電設備の設計

変電設備の形式，付属設備等は，その変電所において，他に施設される設備と同等のものをこえないものといたします。

(6) 保安通信設備

イ　一 般 基 準

(ｲ) 保安通信設備の施設

a　保安通信用電話設備は，原則として特別高圧で受電または供給する場合に施設いたします。

b　系統保護用信号伝送装置等電話設備以外の保安通信設備は，当該供給電線路の保護および運用上必要な場合に施設いたします。

(ﾛ) 通 信 方 式

保安通信設備は，通信ケーブル，通信線搬送または電力線搬送，マイクロ波無線による伝送路設備のうち技術的，経済的に最も適当な方式によるものとし，施設方法は，以下のロ，ハ，ニ，ホ，ヘ，トといたします。

なお，通信線搬送における通信線路は，通信ケーブルおよび光ファイバケーブル（光ファイバ複合架空地線〔以下「ＯＰＧＷ」といいます。〕を含む）といたします。

(ﾊ) 経　過　地

保安通信設備の経過地は，技術上，地形，用地事情および保守，保安に支障のない範囲で，保安通信設備が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

ロ　架空通信線路

架空通信線路は，伝送距離，必要回線数等に応じた通信ケーブルまたは光ファイバケーブル（ＯＰＧＷを除きます。）とし，原則として電柱へ添架することといたします。ただし，技術上または経済上適当でない場合は独立通信線路を施設といたします。

なお，ＯＰＧＷは，(4)ロ(ﾄ)の架空地線等耐雷施設の設置に準じて施設いたします。

ハ　地中通信線路

地中通信線路は，伝送距離，必要回線数等に応じた通信ケーブルまたは光ファイバケーブル（ＯＰＧＷを除きます。）とし，施設方式は，原則として管路式といたします。ただし，次の場合は直接埋設式または暗きょ式によることがあります。

(ｲ) 直接埋設式

車輌その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく，かつ，再掘削が容易にできる場合

(ﾛ) 暗 き ょ 式

当該通信線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合

ニ　通信線搬送設備

通信線搬送設備は，伝送距離，伝送回線数，信頼度等の施設条件を考慮して，最適なものを施設いたします。

ホ　電力線搬送設備

電力線搬送設備は，伝送距離，伝送回線数，信頼度等の施設条件を考慮して，最適なものを施設いたします。

なお，電力線搬送設備の結合方式は，原則として線間結合方式といたします。

ヘ　マイクロ波無線設備（空中線系を含みます。）

マイクロ波無線設備は，伝送距離，伝送回線数，信頼度等の施設条件を考慮して，最適なものを施設いたします。

ト　そ　の　他

(ｲ) 系統保護用信号伝送装置

系統保護用信号伝送装置は，当該供給電線路の保護方式に合致した型式のものを施設いたします。

(ﾛ) 給電情報伝送装置

給電情報伝送装置は，サイクリック伝送方式を標準といたします。

チ　保 安 装 置

保安通信設備に対する保安装置は，有線電気通信法，電気設備に関する技術基準ならびに電力保安通信規程およびこれら関係法令類に定められたところにより施設いたします。

15　スポットネットワーク方式の工事費の算式

70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(ｲ) a (c)の工事費の算定は，次の算式によります。

$$\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$$

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(ｲ) a (b)の工事費単価
×｛100 パーセント＋20 パーセント×（利用回線数－1）

託送供給等約款別冊
系 統 連 系 技 術 要 件

2024 年 4 月 1 日実施

東北電力ネットワーク株式会社

託送供給等約款別冊
系統連系技術要件

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　目　　的……1
2　適用の範囲……1
3　協　　議……1

Ⅱ　発電者の系統連系技術要件（低圧）

4　電 気 方 式……2
5　運転可能周波数……2
6　力　　率……2
7　高　調　波……2
8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……3
10　不要解列の防止……3
11　保護装置の設置場所……6
12　保護リレーの設置相数……6
13　保護装置の設置……7
14　解 列 箇 所……8
15　接 地 方 式……8
16　直流流出防止変圧器の設置……8
17　電 圧 変 動……8
18　短 絡 容 量……10
19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置……10
20　発電設備等の種類……10
21　サイバーセキュリティ対策……10
22　発電機諸元……11

Ⅲ　発電者の系統連系技術要件（高圧）

23　電 気 方 式……12
24　運転可能周波数……12
25　力　　率……12
26　高　調　波……12

27　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・12
28　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・13
29　不要解列の防止・・13
30　保護装置の設置場所・・15
31　保護リレーの設置相数・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・15
32　保護装置の設置・・16
33　解 列 箇 所・・17
34　自動負荷制限・・・17
35　線路無電圧確認装置の設置・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・17
36　接 地 方 式・・・18
37　直流流出防止変圧器の設置・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・18
38　電 圧 変 動・・・18
39　短 絡 容 量・・・20
40　発電機定数・諸元・・20
41　昇圧用変圧器・・22
42　連 絡 体 制・・22
43　バンク逆潮流の制限・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・22
44　サイバーセキュリティ対策・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・22

Ⅳ　発電者の系統連系技術要件（特別高圧）

45　電 気 方 式・・・24
46　運転可能周波数・並列時許容周波数・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・24
47　力　　率・・・24
48　高　調　波・・25
49　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・25
50　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・25
51　不要解列の防止・・・25
52　保護装置の設置・・・27
53　再閉路方式・・・30
54　保護装置の設置場所・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・30
55　解 列 箇 所・・30
56　保護リレーの設置相数・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・30
57　自動負荷制限・発電抑制・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・31
58　線路無電圧確認装置の設置・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・31
59　発電機運転制御装置の付加・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・32
60　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・34
61　直流流出防止変圧器の設置・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・34

62　電 圧 変 動……35
63　出力変動対策……36
64　短絡・地絡電流対策……36
65　発電機定数・諸元……36
66　昇圧用変圧器……39
67　連 絡 体 制……39
68　電気現象記録装置……40
69　サイバーセキュリティ対策……41

Ⅴ　需要者の系統連系技術要件（低圧）

70　力率の保持……42
71　保護装置の設置……42
72　そ　の　他……42

Ⅵ　需要者の系統連系技術要件（高圧）

73　力　　率……43
74　高調波対策の実施……43
75　保護協調の実施……44
76　保護装置の設置……44
77　保護装置の設置場所……44
78　遮 断 箇 所……44
79　電圧等の安定保持対策……44
80　サイバーセキュリティ対策……45
81　そ　の　他……45

Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）

82　力　　率……46
83　保護協調の実施……46
84　保護装置の設置……46
85　保護装置の設置場所および設置相数……47
86　解 列 箇 所……47
87　線路無電圧確認装置の設置……47
88　電力品質対策の実施……47
89　保安通信電話の設置……49
90　給電情報伝送装置の設置……49
91　サイバーセキュリティ対策……49

Ⅰ　総　　則

1　目　　的

この系統連系技術要件（以下「この要件」といいます。）は，託送供給等約款 8（契約の要件）(1)ニおよび(2)ハにもとづき，「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」その他のルール等を踏まえ，電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく技術要件を定めたものです。

2　適用の範囲

この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を連系する場合についても，この要件を適用いたします。

3　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電者の系統連系技術要件（低圧）

4　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相 2 線式・単相 3 線式・三相 3 線式・三相 4 線式）と同一としていただきます。

(1) 最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2) 単相 3 線式の系統に単相 2 線式 200 ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電点の遮断器を開放したときなどに負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合

5　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

(1) 連続運転可能周波数：48.5 ヘルツを超え 50.5 ヘルツ以下

(2) 運転可能周波数:47.5 ヘルツ以上 51.5 ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5 ヘルツでは 10 分程度以上，48.0 ヘルツでは 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT 要件）の適用を受ける発電設備等は 47.5 ヘルツ，それ以外は 48.5 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。(協調が取れる範囲の最大値：2 秒)

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらない。

6　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85 パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電点の力率を系統側からみて遅れ力率 80 パーセントまで制御できるものといたします。

7　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5 パーセント，各次電流歪率 3 パーセント以下としていただきます。

8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0 パーセントから 100 パーセントの範囲（1 パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とします。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成 24 年経済産業省令第 46 号，以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち 10 キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。

10　不要解列の防止

(1) 保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT要件）を満た

していただきます。なお，満たすべきFRT要件は次のとおりです。

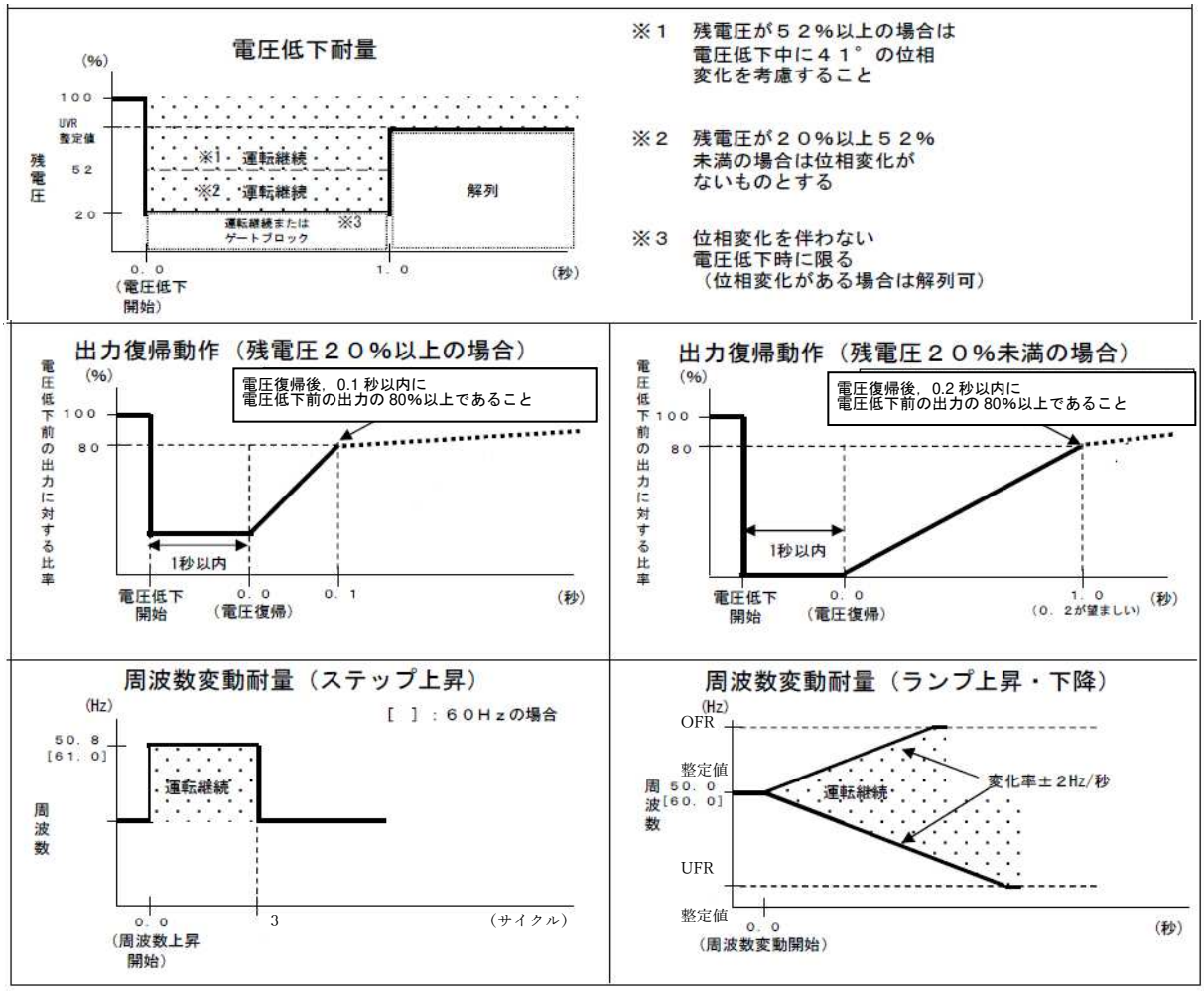
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に +0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz
	風力	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に +0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に +0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz
	燃料電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に +0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz

	ガスエンジン	単機出力2kW未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz
		単機出力2kW以上10kW未満※				
	複数直流入力システム	太陽光+蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz
		燃料電池+蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ+蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz
三相	太陽光		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	蓄電池					
	燃料電池					
	ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ					

	風力	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に +0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く

FRT要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



11 保護装置の設置場所

保護装置は,受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

12 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 過電圧リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式および三相 3 線式については 2 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。

(2) 不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式においては2相，三相3線式については3相に設置すること。なお，単相3線式では中性線と両電圧線間とすること。

(3) 周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相2線式，単相3線式および三相3線式について1相に設置すること。

(4) 逆充電検出の場合は，次のとおりとする。

イ　不足電力リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式においては2相，三相3線式については3相に設置すること。なお，単相3線式では中性線と両電圧線間，三相3線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とすることができる。

ロ　不足電圧リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式および三相3線式については2相に設置すること。なお，単相3線式では中性線と両電圧線間とすること。

13　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレー，または過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用できる。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4) 単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数

低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。

14　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 機械的な解列箇所 2 箇所

(2) 機械的な解列箇所 1 箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3) 発電設備等連絡用遮断器

15　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

16　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

17　電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100 ボルトに対しては 101±6 ボルト，標準電圧 200 ボルトに対しては 202±20 ボルト）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10 パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合など）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置などの対策を行なうこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支

障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別協議とする。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。

18 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相 3 線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，3 極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

20 発電設備等の種類

逆潮流有りの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない場合でも，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出および解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれが無い場合に限り，逆潮流有りの連系とすることができます。

21 サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，

氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。

22　発電機諸元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第 3 者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

Ⅲ　発電者の系統連系技術要件（高圧）

23　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。

24　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

(1) 連続運転可能周波数：48.5 ヘルツを超え 50.5 ヘルツ以下

(2) 運転可能周波数：47.5 ヘルツ以上 51.5 ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5 ヘルツでは 10 分程度以上，48.0 ヘルツでは 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT 要件）の適用を受ける発電設備等は 47.5 ヘルツ，それ以外は 48.5 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：2 秒）

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらない。

25　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85 パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電点の力率を系統側からみて遅れ力率 80 パーセントまで制御できるものといたします。

26　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5 パーセント，各次電流歪率 3 パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「Ⅵ 需要者の系統連系技術要件（高圧）」に準じた対策を実施していただきます。

27　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0 パーセントから 100 パーセントの

範囲（1 パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とします。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制等により出力の制御が困難なものは除く。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

28　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。

29　不要解列の防止

(1) 保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅵ　需要者の系統連系技術要件（高圧)」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

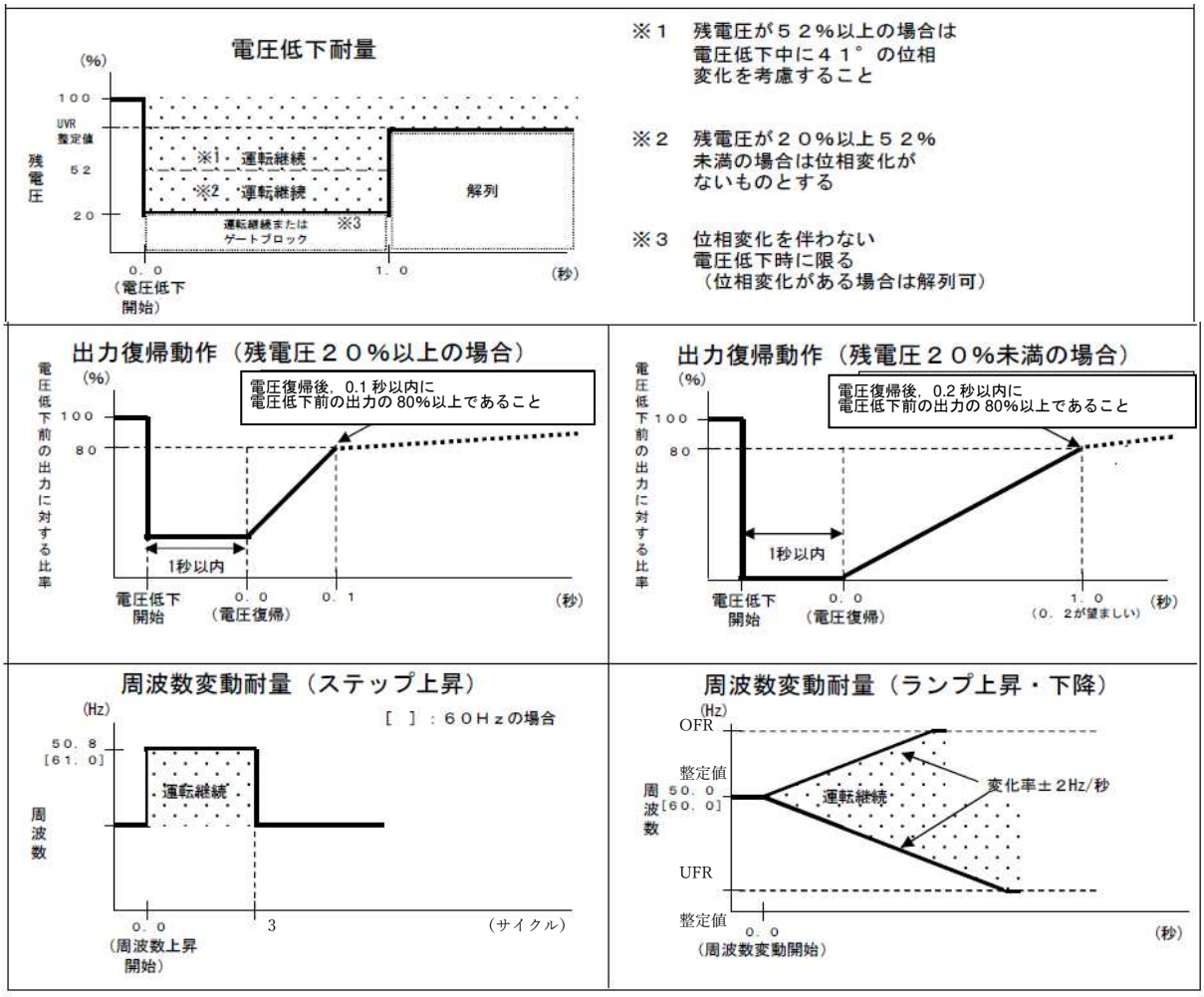
(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT 要件）を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次のとおりです。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧 20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20%未満
（運転継続または
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）</td><td>残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下
（運転継続）</td><td>50Hz 系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単
相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三
相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>燃料電池※</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
</table>

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く

FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



30　保護装置の設置場所

保護装置は,受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

31　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，1 相設置とすること。

(3) 短絡方向リレーは，3 相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合は，2 相設置とすることができる。

(4) 不足電圧リレーは，3 相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，1 相設置とすることができる。

(5) 不足電力リレーは，2 相設置とすること。

32　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものとします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が 10 キロワット以下の場合

(4) 逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できるものとします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。

(5) 逆潮流が無い場合の単独運転防止対策

逆潮流が無い場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略できるものといたします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ 1 方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。

33 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 受電用遮断器
(2) 発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置
(3) 発電設備等連絡用遮断器
(4) 母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

34 自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

35 線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1) 専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合
(2) 転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(3) 2 方式以上の単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(4) 単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(5) 逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が 2 系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，2 系列目の上記装置については，次のうちいずれか 1 方式以上を用いて簡素化を図ることができる。

イ　保護リレーの 2 系列目は，不足電力リレーのみとすることができる。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できる。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できる。

36 接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

37 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

38 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100 ボルトに対しては 101±6 ボルト，標準電圧 200 ボルトに対しては 202±20 ボルト）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なうなどの対策を行ないます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあると

きには，自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10 パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。

(3)　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVCなどを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行

なうか，専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別協議とする。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。

39　短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

40　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第 3 者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料

電源種	設備	諸元
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント 制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります 。

41　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

42　連 絡 体 制

発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。

ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

(1) 専用保安通信用電話設備

(2) 電気通信事業者の専用回線電話

(3) 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

イ　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

ハ　停電時においても通話可能なものであること。

ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡がとれるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

43　バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

44　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，

または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅳ　発電者の系統連系技術要件（特別高圧）

45　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。

46　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1) 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：48.5 ヘルツを超え 50.5 ヘルツ以下

運転可能周波数：47.5 ヘルツ以上 51.5 ヘルツ以下

周波数低下時の運転継続時間は，48.5 ヘルツでは 10 分程度以上，48.0 ヘルツでは 1 分程度以上とすること。

周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを 47.5 ヘルツ，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。（協調が取れる範囲の最大値：2 秒以上）

なお，新潟県佐渡市については，標準周波数が 60 ヘルツであり，別途協議させていただきます。

(2) 並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数+0.1 ヘルツ以下（設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0 ヘルツ）とします。ただし，離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

47　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率 90 パーセント～進み力率 95 パーセントとしていただきます。

逆潮流が無い場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

また，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。

48 高 調 波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5 パーセント，各次電流歪率 3 パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，88（電力品質対策の実施）に準じた対策を実施していただきます。

49 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0 パーセントから 100 パーセントの範囲（1 パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とします。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

50 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。

51 不要解列の防止

(1) 保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，83（保護協調の実施）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合で

あって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。

(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT要件）を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次のとおりです。

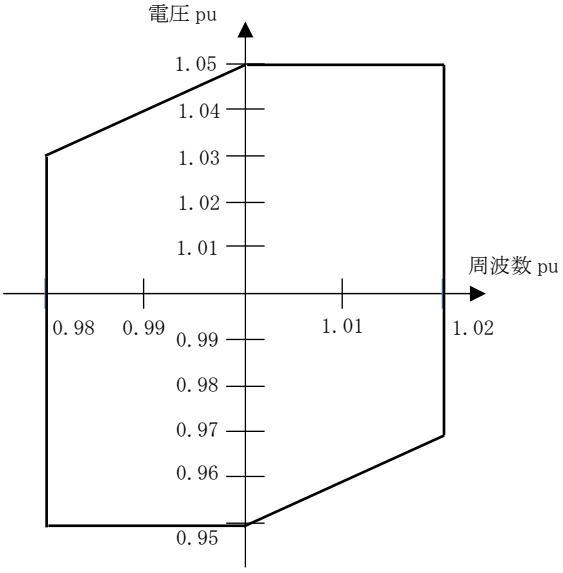
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

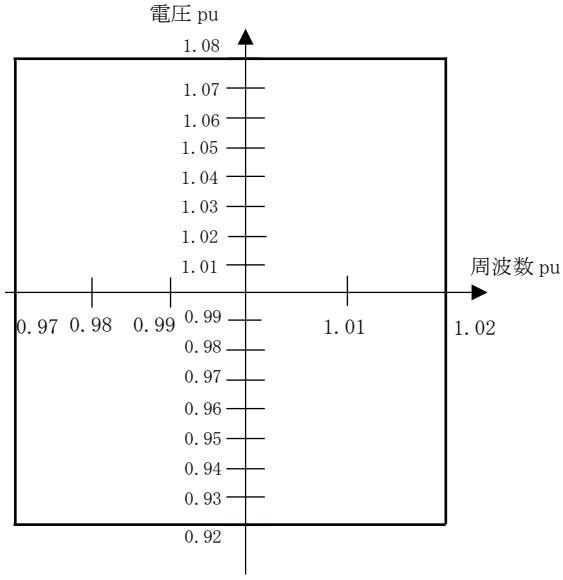
作業停止や需要増加などに伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

ただし，周波数変動範囲に対しては，46（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。

52　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

(2) 系統側事故対策

イ　短 絡 保 護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。

(ｲ) 同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。

(ﾛ) 誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお，この不足電圧リレーは，発電設備等故障対策用の不足電圧リレーと兼用

することができる。

必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

連系する系統と同じ方式の保護リレーは，当社側と同じ方式の保護リレー（電流差動リレー方式，方向比較リレー方式，回線選択リレー方式など）を設置していただきます。

なお，電流差動リレー方式，方向比較リレー方式で用いるリレー，通信設備については，当社が採用する仕様と同じ仕様のものを設置していただきます。

また，154,000 ボルト以下の系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置していただきます。

ロ　地 絡 保 護

系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。

(ｲ) 発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより，連系する系統の地絡事故を検出できる場合

(ﾛ) 発電設備等の出力が構内の負荷より小さく，周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し，解列することができる場合

(ﾊ) 逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し，解列することができる場合

なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者の責任において，地絡過電圧リレーを設置すること。

必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

連系する系統と同じ方式の保護リレーは，当社側と同じ方式の保護リレー（電流差動リレー方式，方向比較リレー方式，回線選択リレー方式など）を設置していただきます。

なお，電流差動リレー方式，方向比較リレー方式で用いるリレー，通信設備については，当社が採用する仕様と同じ仕様のものを設置していただきます。

また，154,000 ボルト以下の系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列

設置していただきます。

(3) 単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の 40 パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。

なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。また，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

(4) 事故波及防止対策

イ　発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

ロ　系統事故などの影響により，他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，事故波及防止リレー装置によって発電者の発電設備を抑制または遮断いたします。この場合，発電者に，転送信号などによって発電設備を自動抑制または自動遮断する事故波及防止リレー装置を設置していただきます。

(5) 構内設備事故対策

構内設備事故対策として，84（保護装置の設置）に準じた対策を実施していただきます。

(6) 事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下の通りとしていただきます。

遮断器：2 サイクル以内
保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2 サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

53　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

当社の送電線で採用している標準の再閉路方式は，以下のとおりです。

(1) 66,000 ボルト以下の送電線：低速度三相再閉路方式

(2) 154,000 ボルト送電線：高速度単相または多相再閉路方式，および中速度三相再閉路方式

(3) 275,000 ボルト以上の送電線：高速度多相再閉路方式，および中速度三相再閉路方式

なお，再閉路方式の運用にあたっては，発電設備の回転軸強度などに支障がないようにしていただきます。

54　保護装置の設置場所

保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

55　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 受電用遮断器

(2) 発電設備等出力端遮断器

(3) 発電設備等連絡用遮断器

(4) 母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

なお，構内保護装置が動作した場合の解列箇所は，86（解列箇所）に準じた対策を実施していただきます。

56　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー，地絡検出用方向比較リレー，地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー，逆電力リレーは 1 相設置とすること。

(3) 不足電力リレーは2相設置とすること。

(4) 短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡検出用方向比較リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー，地絡方向距離リレーは3相設置とすること。

57 自動負荷制限・発電抑制

(1) 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含む）を行なっていただくことがあります。

なお，この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。

(2) あらかじめ当社が指定した送配電線1回線，変圧器1台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－1 電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－1 電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－1 電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－1 電制装置の設置およびその他Ｎ－1 電制の実施に必要な対応をしていただきます。

58 線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1) 逆潮流が無い場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように2系列化されているとき。ただし，次のいずれかにより簡素化を図ることができる。

イ　2系列の保護リレーのうちの1系列は，不足電力リレーのみとすることができる。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，1系列目と2系列目を兼用できる。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できる。

59　発電機運転制御装置の付加

(1) 系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　PSS(Power System Stabilizer)

広域的な安定度維持が必要となる場合は，PSS の形式として複数入力 PSS（ΔP＋Δω形 PSS など）を指定させていただく場合があります。

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

(2) 周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備等を除く。）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からの LFC 信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2 ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

100 メガワット以上の火力発電設備は，周波数 49.0 ヘルツまでは発電機出力を低下しない，周波数 49.0 ヘルツ以下については，1 ヘルツ低下するごとに 5 パーセント以内の出力低下に抑える，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりです。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

	発電機定格出力	100 メガワット以上	
		GT および GTCC	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF 調定率	5 パーセント以下	5 パーセント以下
	GF 幅※1	5 パーセント以上（定格出力基準）	3 パーセント以上（定格出力基準）
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始，10 秒以内に GF 幅の出力変化完了	
	LFC 幅	±5 パーセント以上（定格出力基準）	±5 パーセント以上（定格出力基準）
	LFC 変化速度※2	5 パーセント/分以上（定格出力基準）	1 パーセント/分以上（定格出力基準）
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始	60 秒以内に出力変化開始
	EDC 変化速度※2	5 パーセント/分以上（定格出力基準）	1 パーセント/分以上（定格出力基準）
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※7	60 秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC 変化速度	10 パーセント/分以上（定格出力基準）	1 パーセント/分以上（定格出力基準）
	最低出力※3※4（定格出力基準）	50 パーセント以下 DSS 機能具備※5	30 パーセント以下

※1 GT および GTCC については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の 5 パーセント以上その他の発電機については定格出力の 3 パーセント以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。

※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。

※3 気化ガス（BOG）処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。

※4 EDC/LFC 指令で制御可能な最低出力。

※5 日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで 8 時間以内で可能なこと。

※6 地域資源バイオマス発電設備を除く。

※7 記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC 指令値，EDC・LFC 運転指令，運転可能出力帯（バンド）指令）を受信する機能および，必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GT および GTCC のみ。〕，EDC・LFC 使用/除外，GF 使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

(3) 早期再並列のための機能

定格出力の合計が 400 メガワット以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4) 電圧調整のための機能

イ　275,000 ボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　受電電圧が 154,000 ボルト以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記(a)と同じ機能を具備していただくことがあります。

ハ　受電電圧が 500,000 ボルト以上の発電者の発電機には，送電電圧制御励磁装置（PSVR）もしくはこれに準ずる装置を設置していただきます。受電電圧が 275,000 ボルト以下の発電者の発電機でも，系統電圧を適正に維持するために必要な場合は,PSVR もしくはこれに準ずる装置を設置していただくことがあります。（なお，PSVR とは，昇圧用変圧器の高圧側電圧を一定値に制御する装置で，Power System Voltage Regulator のことです。）

60　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

(1) 154,000 ボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2) 275,000 ボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

61　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

62 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±1～2 パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±2 パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±2 パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の 2 パーセントを目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

① 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

② 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置すること。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。

(3) そ　の　他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

63　出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での 5 分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10 パーセント以下となるよう対策を行なうこと。

なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。

ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと，また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，2～5 パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.2 ヘルツ以下とする。

64　短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

65　発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間

電源種	設備	諸元
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力

電源種	設備	諸元
風力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二 次 励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

66 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調などの面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）などを指定させていただく場合があります。

67 連 絡 体 制

(1) 発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の給電制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，33,000 ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(ｲ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ﾊ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ) 災害時等において当社の給電制御所等と連絡が取れない場合には，当社の給電制御所等との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電制御所等と発電者との間に，必要に応じ，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	母線側断路器の開閉状態（設備構成による）
	変圧器遮断器の開閉状態（設備構成による）
	変圧器断路器の開閉状態（設備構成による）
	母線連絡遮断器の開閉状態（設備構成による）
	母線連絡断路器の開閉状態（設備構成による）
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	線路保護リレーの切替開閉器の状態
	母線保護リレーの動作状態
	母線保護リレーの切替開閉器の状態
	電圧・無効電力の制御モード
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	引込口の有効電力量（送電，受電）
	代表風車地点の風向・風速※2
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）
その他	連系用変圧器のタップ位置

※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備 1 台毎に設置していただきます。

※2　ナセルで計測する風向・風速

※3　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数。

68　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，

電力などの計測値を連続的に記録し，当社の制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。

69　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅴ　需要者の系統連系技術要件（低圧）

70　力率の保持

(1) 需要者は，需要場所において，電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は，原則として，90 パーセント以上，その他の機器を使用する供給地点については 85 パーセント以上に保持していただきます。

(2) 進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

71　保護装置の設置

需要者は，次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがあるときには，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくなどの対策を講じていただきます。

(1) 負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

(2) 負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

(3) 負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

(4) 著しい高周波または高調波を発生する場合

(5) その他(1)，(2)，(3)または(4)に準ずる場合

72　そ　の　他

需要者が需要場所において発電設備を系統に連系する場合の技術要件は，原則として，Ⅱ（発電者の系統連系技術要件（低圧））に準じていただきます。

なお，逆潮流がない場合は，逆変換装置を用いた発電設備以外であっても連系することができます。

Ⅵ　需要者の系統連系技術要件（高圧）

73　力　　率

供給地点における力率は，原則として系統から見て遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統から見て進み力率とならないようにしていただきます。

74　高調波対策の実施

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件に従っていただきます。

(1) 対象となる負荷設備

イ　使用する高調波発生機器の容量を 6 パルス変換容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）を供給地点毎に計算いたします。計算された等価容量が 50 キロボルトアンペアを超える場合，本要件の対象となります。なお，等価容量については，接続供給契約の申込み時に当社にその値を文書により通知していただきます。

ロ　上記イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300 ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア/相以下の電気・電子（家電・汎用品）以外の機器といたします。

ハ　需要者が，上記イに該当する高調波発生機器を新設・増設または更新する等によって新たに本要件に該当することになる場合においても適用いたします。

(2) 高調波流出電流の算出

(1)に該当した需要者は，系統に流出する高調波電流の算出を次のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

ニ　需要場所に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

需要場所から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に下表に示す供給地点の契約電力 1 キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該供給地点の契約電力（キロワットを単位といたします。）を乗じた値といたします。この場合の「契約電力」は，供給地点における負荷設備の最大稼動時の電力をいいます。

（単位：ミリアンペア/キロワット）

5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

需要者は，上記(2)の高調波流出電流が，上記(3)の高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を実施していただきます。

75 保護協調の実施

需要者は，需要場所における負荷設備，構内設備または系統の事故時において，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために，負荷設備が連系する系統の保護装置と協調を図り，次のとおり保護協調を実施していただきます。

(1) 連系する系統以外の系統で事故が発生した場合には，系統から負荷設備が遮断されないこと。

(2) 需要場所における負荷設備または構内設備の事故が発生した場合には，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，負荷設備または構内設備を当該系統から遮断すること。

76 保護装置の設置

需要者は，負荷設備を系統に連系する場合は，系統の保護のため，需要場所における構内設備の短絡事故または地絡事故を検出することができる保護装置を設置していただきます。

77 保護装置の設置場所

保護装置は，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

78 遮 断 箇 所

遮断箇所は，系統から需要場所の負荷設備を遮断することができ，かつ，事故を除去できる箇所としていただきます。

79 電圧等の安定保持対策

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。なお，負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合，または周波数が著しく変動する等の理由により，他社の電気の使用に影響を及ぼす，もしくは影響を及ぼすおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

80　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものを除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

81　そ　の　他

需要者が需要場所において発電設備を系統に連系する場合の技術要件は，原則として，Ⅲ（発電者の系統連系技術要件（高圧））に準じていただきます。

Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）

82　力　　率

供給地点における力率は，原則として系統から見て遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統から見て進み力率にならないようにしていただきます。

83　保護協調の実施

需要者は，需要場所における連系用遮断器より構内側（以下，Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）において「構内」といいます。）の事故時および系統の事故時において，事故の除去，事故範囲の局限化などを行なうために，負荷設備が連系する系統の保護装置と協調を図り，次のとおり保護協調を実施していただきます。

なお，発電設備を連系する場合には，上記に加え 51（不要解列の防止）に準じた対策も実施していただきます。

(1) 連系された系統に事故が発生した場合で，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内を遮断すること。

(2) 構内に事故が発生した場合には，これに伴う影響を連系する系統へ波及させないため，構内を当該系統から遮断すること。

84　保護装置の設置

需要者は，系統および構内の保護のため，次のとおり保護リレーを設置していただきます。

なお，発電設備を連系する場合には，上記に加え 52（保護装置の設置）に準じた対策も実施していただきます。

(1) 154,000 ボルト以上の系統に連系する場合で，系統の保護方式が電流差動リレー方式または方向比較リレー方式のときには，原則として当社が採用する仕様と同じ保護リレーおよび必要な通信設備を設置すること。

なお，154,000 ボルトの系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置すること。

(2) 構内の短絡および地絡事故時の保護のため，次により供給地点などに保護リレーを設置すること。

イ　構内の短絡事故時の保護のため，過電流リレー（限時および瞬時）を設置すること。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合には，短絡方向距離リレーを設置すること。

ロ　構内の地絡事故時の保護のため，275,000 ボルト以上の系統に連系する場合には地絡方向距離リレーを設置すること。また，154,000 ボルト以下の系統に連系する場合には地絡過電流リレーを設置すること。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合には地絡方向リレーを設置すること。

なお，275,000 ボルト以上の系統に連系するときや，安定度上問題がある箇所については，母線保護リレー装置を設置していただく場合があります。

85　保護装置の設置場所および設置相数

(1) 保護装置は，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

(2) 保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

イ　地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー，地絡検出用方向比較リレー，地絡検出用回線選択リレー，地絡過電流リレーは零相回路に設置すること。

ロ　周波数低下リレー，周波数上昇リレー，逆電力リレーは 1 相設置とすること。

ハ　不足電力リレー，過電流リレーは 2 相設置とすること。

ニ　短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡検出用方向比較リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー，地絡方向距離リレーは 3 相設置とすること。

86　解 列 箇 所

解列箇所は，保護装置が動作した場合に系統から構内を解列し，事故を除去することができる受電用遮断器としていただきます。

また，発電設備を連系する場合には，上記に加え 55（解列箇所）に準じた対策も実施していただきます。

なお，母線保護リレー装置が動作した場合には，同一母線に接続された送電線および連系用変圧器などをすべて遮断していただきます。

87　線路無電圧確認装置の設置

需要者が発電設備を連系する場合には，58（線路無電圧確認装置の設置）に準じていただきます。

88　電力品質対策の実施

負荷設備を電力系統へ連系することにより，電圧変動および高調波電流などの特異現象が過大になると，電力系統ならびに他の需要者の各種機器に対し，過熱焼損，振動を与え，その正常動作に影響を及ぼす他，他者の電気工作物に支障を及ぼすため，適切な防止対策を実施していただきます。

(1) 電 圧 変 動

電圧変動対策については，62（電圧変動）に準じていただきます。

(2) 高　調　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。

イ　対象となる負荷設備

(ｲ) 対象となる需要者は，次のいずれかに該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。

a　22,000 ボルトまたは 33,000 ボルトの系統から受電する需要者であって，その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が 300 キロボルトアンペアを超える需要者

b　66,000 ボルト以上の系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が 2,000 キロボルトアンペアを超える需要者

(ﾛ) 上記(ｲ)の等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300 ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

(ﾊ) 特定需要者が，上記(ﾛ)に該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，上記(ﾛ)に該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

ロ　高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

(ｲ) 高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

(ﾛ) 高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

(ﾊ) 対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

(ﾆ) 特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

ハ　高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に，次表に示す需要者の契約電力 1 キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

（単位：ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ/ｷﾛﾜｯﾄ）

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
22 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
154 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

ニ　高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は，上記ロの高調波流出電流が，上記ハの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

(3) 電圧フリッカ

人間の目は，光のちらつきの周波数が 10 ヘルツの時に最も敏感に感じるため，電圧フリッカの大きさは，変動周期を全て 10 ヘルツに換算したΔＶ10 を使用するものといたします。

電圧フリッカの許容上限値は，専用線で供給する場合はその供給変電所母線，一般線で供給する場合は供給地点で，以下のとおりといたします。

ΔＶ10 メーターで 4 番目最大 0.45 ボルト

(4) 電圧不平衡

電圧不平衡率の許容上限値は，受電地点で 3 パーセントとするものといたします。

(5) 周波数の安定保持

負荷設備の特性によって周波数が著しく変動することにより，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，速やかに協議の上，その防止対策を実施していただきます。

89　保安通信電話の設置

需要者と当社給電指令機関との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。

90　給電情報伝送装置の設置

系統運用上必要な情報を確実に収集するために，原則として，次のスーパービジョンおよびテレメータを設置させていただきます。

(1) スーパービジョン

連系用遮断器，連系用断路器ならびに連系用送電線用接地開閉器の開閉状態

(2) テレメータ

引込口の有効電力量

91　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

電気事業法施行規則第19条第2項の規定に基づく添付書類

1　変更を必要とする理由

2　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

3　電気事業法施行規則第17条の4第1項の規定により提出した書類の写し

4　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

1　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会において取りまとめられた「今後の電力政策の方向性について 中間とりまとめ（2023年2月公表）」において，2024年度から発電側課金制度を導入する整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映し，新たに系統連系受電サービス料金を設定するとともに，2023年11月24日に経済産業大臣の承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの変更を料金率に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第18条第1項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

2　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，発電側課金制度を導入する整理がなされたこと，託送供給等に係る収入の見通しの変更について経済産業大臣の承認を受けたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
託 送 供 給 等 約 款	託 送 供 給 等 約 款
~~2023年12月27日~~　実 施	2024年4月1日　実 施
東北電力ネットワーク株式会社	東北電力ネットワーク株式会社

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
託　送　供　給　等　約　款 目　　次	託　送　供　給　等　約　款 目　　次
Ⅰ　総　　則	**Ⅰ　総　　則**
1　適　　用……1	1　適　　用……1
2　託送供給等約款の認可および変更……1	2　託送供給等約款の認可および変更……1
3　定　　義……2	3　定　　義……2
4　代表契約者の選任……6	4　代表契約者の選任……6
5　託送供給等に関する取扱い……6	5　託送供給等に関する取扱い……6
6　単位および端数処理……6	6　単位および端数処理……6
7　実施細目……7	7　実施細目……7
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
8　契約の要件……8	8　契約の要件……8
9　検討および契約の申込み……~~9~~	9　検討および契約の申込み……10
10　契約の成立および契約期間……~~14~~	10　契約の成立および契約期間……15
11　託送供給等の開始……~~15~~	11　託送供給等の開始……16
12　供給準備その他必要な手続きのための協力……~~15~~	12　供給準備その他必要な手続きのための協力……16
13　電気方式，電圧および周波数……~~15~~	13　電気方式，電圧および周波数……17
14　発電場所および需要場所……~~17~~	14　発電場所および需要場所……18
15　供給および契約の単位……~~18~~	15　供給および契約の単位……19
16　承諾の限界……~~21~~	16　承諾の限界……22
17　契約書の作成……~~21~~	17　契約書の作成……22
Ⅲ　料　　金	**Ⅲ　料　　金**
18　料　　金……~~22~~	18　料　　金……23
19　接続送電サービス……~~23~~	19　接続送電サービス……24
20　臨時接続送電サービス……40	20　臨時接続送電サービス……40
21　予備送電サービス……~~46~~	21　予備送電サービス……47
~~22~~　発電量調整受電計画差対応電力……~~47~~	22　系統連系受電サービス……48
~~23~~　接続対象計画差対応電力……~~48~~	23　発電量調整受電計画差対応電力……51
~~24~~　需要抑制量調整受電計画差対応電力……~~49~~	24　接続対象計画差対応電力……52
~~25~~　給電指令時補給電力……~~50~~	25　需要抑制量調整受電計画差対応電力……53
	26　給電指令時補給電力……54
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
~~26~~　料金の適用開始の時期……~~52~~	27　料金の適用開始の時期……56
~~27~~　検　針　日……~~52~~	28　検　針　日……56
~~28~~　料金の算定期間……~~53~~	29　料金の算定期間……57
~~29~~　計　　量……~~53~~	30　計　　量……58
~~30~~　電力および電力量の算定……~~54~~	31　電力および電力量の算定……58
~~31~~　損　失　率……~~67~~	32　損　失　率……72
~~32~~　料金の算定……~~67~~	33　料金の算定……72

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
~~33~~　支払義務の発生および支払期日……~~69~~	34　支払義務の発生および支払期日……74
~~34~~　料金その他の支払方法……~~71~~	35　料金その他の支払方法……76
~~35~~　保　証　金……~~72~~	36　保　証　金……78
~~36~~　連 帯 責 任……~~73~~	37　連 帯 責 任……79
Ⅴ　供　　給	**Ⅴ　供　　給**
~~37~~　託送供給等の実施……~~74~~	38　託送供給等の実施……80
~~38~~　給電指令の実施等……~~76~~	39　給電指令の実施等……82
~~39~~　適正契約の保持等……~~79~~	40　適正契約の保持等……85
~~40~~　契約超過金……~~80~~	41　契約超過金……86
~~41~~　力率の保持……~~80~~	42　力率の保持……87
~~42~~　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施……~~80~~	43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施……88
~~43~~　託送供給等にともなう協力……~~81~~	44　託送供給等にともなう協力……88
~~44~~　託送供給等の停止……~~81~~	45　託送供給等の停止……89
~~45~~　託送供給等の停止の解除……~~83~~	46　託送供給等の停止の解除……90
~~46~~　託送供給の停止期間中の料金……~~83~~	47　託送供給の停止期間中の料金……90
~~47~~　違　約　金……~~83~~	48　違　約　金……90
~~48~~　損害賠償の免責……~~83~~	49　損害賠償の免責……91
~~49~~　設備の賠償……~~84~~	50　設備の賠償……91
Ⅵ　契約の変更および終了	**Ⅵ　契約の変更および終了**
~~50~~　契約の変更……~~85~~	51　契約の変更……92
~~51~~　名義の変更……~~86~~	52　名義の変更……93
~~52~~　契約の廃止……~~86~~	53　契約の廃止……93
~~53~~　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算……~~87~~	54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算……94
~~54~~　解　約　等……~~89~~	55　解　約　等……97
~~55~~　契約消滅後の債権債務関係……~~90~~	56　契約消滅後の債権債務関係……98
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**
~~56~~　受電地点，供給地点および施設……~~91~~	57　受電地点，供給地点および施設……99
~~57~~　架空引込線……~~92~~	58　架空引込線……100
~~58~~　地中引込線……~~93~~	59　地中引込線……101
~~59~~　連接引込線等……~~94~~	60　連接引込線等……102
~~60~~　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法……~~94~~	61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法……102
~~61~~　引込線の接続……~~94~~	62　引込線の接続……102
~~62~~　計量器等の取付け……~~94~~	63　計量器等の取付け……102
~~63~~　通信設備等の施設……~~95~~	64　通信設備等の施設……103
~~64~~　専用供給設備……~~96~~	65　専用供給設備……104
~~65~~　電流制限器等の取付け……~~96~~	66　電流制限器等の取付け……104
Ⅷ　工事費の負担	**Ⅷ　工事費の負担**
~~66~~　受電地点への供給設備の工事費負担金……~~97~~	67　受電地点への供給設備の工事費負担金……105
~~67~~　受電用計量器等の工事費負担金……~~100~~	68　受電用計量器等の工事費負担金……108
~~68~~　会社間連系設備の工事費負担金……~~100~~	69　会社間連系設備の工事費負担金……108
~~69~~　供給地点への供給設備の工事費負担金……~~100~~	70　供給地点への供給設備の工事費負担金……108
~~70~~　工事費負担金の申受けおよび精算……~~106~~	71　工事費負担金の申受けおよび精算……114
~~71~~　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け……~~107~~	72　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け……115

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
~~72~~　臨時工事費……~~108~~	73　臨時工事費……116
~~73~~　工事費等に関する契約書の作成……~~108~~	74　工事費等に関する契約書の作成……116
Ⅸ　保　　安	Ⅸ　保　　安
~~74~~　保安の責任……~~109~~	75　保安の責任……117
~~75~~　保安等に対する発電者および需要者の協力……~~109~~	76　保安等に対する発電者および需要者の協力……117
~~76~~　調　　査……~~109~~	77　調　　査……117
~~77~~　調査等の委託……~~110~~	78　調査等の委託……118
~~78~~　調査に対する需要者の協力……~~110~~	79　調査に対する需要者の協力……118
~~79~~　検査または工事の受託……~~110~~	80　検査または工事の受託……118
~~80~~　自家用電気工作物……~~110~~	81　自家用電気工作物……118
附　　則……~~111~~	附　　則……119
別　　表……~~143~~	別　　表……159

Ⅰ　総　　則

3　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1) 契　約　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2) 発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3) 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

(4) 発　電　者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

(5) 需　要　者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

(6) 低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

(7) 高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

(8) 特 別 高 圧

標準電圧30,000ボルト，60,000ボルトまたは140,000ボルトをいいます。

(9) 受 電 地 点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

Ⅰ　総　　則

3　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1) 契　約　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2) 発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3) 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

(4) 発　電　者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

(5) 需　要　者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

(6) 低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

(7) 高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

(8) 特 別 高 圧

標準電圧30,000ボルト，60,000ボルトまたは140,000ボルトをいいます。

(9) 受 電 地 点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
(10) 発 電 場 所 発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。	(10) 発 電 場 所 発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。
(11) 供 給 地 点 当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。	(11) 供 給 地 点 当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。
(12) 需 要 場 所 需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。	(12) 需 要 場 所 需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。
(13) 会社間連系点 当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。	(13) 会社間連系点 当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。
(14) 中 継 振 替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。	(14) 中 継 振 替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。
(15) 地 内 振 替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。	(15) 地 内 振 替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。
(16) 発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。	(16) 発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。
(17) 発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。	(17) 発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。
(18) 発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(18) 発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(19) 発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(19) 発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(20) 接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。	(20) 接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。
(21) 接続受電電力量 受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。	(21) 接続受電電力量 受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。
(22) 接続供給電力 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。	(22) 接続供給電力 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。
(23) 接続供給電力量 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。	(23) 接続供給電力量 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。
(24) 接続対象電力 接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。	(24) 接続対象電力 接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。
(25) 接続対象電力量 接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。	(25) 接続対象電力量 接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。
(26) 接続対象計画電力 接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(26) 接続対象計画電力 接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(27) 接続対象計画電力量	(27) 接続対象計画電力量

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(28) 需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。	(28) 需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。
(29) 需要抑制量調整受電電力量 受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。	(29) 需要抑制量調整受電電力量 受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。
(30) 需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(30) 需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(31) 需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(31) 需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(32) ベースライン 需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(32) ベースライン 需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(33) 損　失　率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。	(33) 損　失　率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。
(34) 契 約 電 力 契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。	(34) 契 約 電 力 契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。
(35) 契 約 電 流 契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。	(35) 契 約 電 流 契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。
(36) 契 約 容 量 契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。	(36) 契 約 容 量 契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。
(37) 契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。	(37) 契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。
	(38) 同時最大受電電力 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。
	(39) 最大連系電力等 低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で受電する場合は，30 分ごとの連系電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。
(~~38~~) 最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30 分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。	(40) 最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30 分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。
(~~39~~) 発電バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画	(41) 発電バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
差対応補給電力量または ~~30~~（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。	差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。
(~~40~~) 需要バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または ~~30~~（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。	(42) 需要バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。
(~~41~~) 需要抑制バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または ~~30~~（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。	(43) 需要抑制バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。
(~~42~~) 電　　灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。	(44) 電　　灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。
(~~43~~) 小 型 機 器 主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。	(45) 小 型 機 器 主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。
(~~44~~) 動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。	(46) 動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。
(~~45~~) 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。	(47) 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。
(~~46~~) 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。	(48) 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。
(~~47~~) 定 期 検 査 電気事業法第 54 条および第 55 条第 1 項に定められた検査をいいます。	(49) 定 期 検 査 電気事業法第 54 条および第 55 条第 1 項に定められた検査をいいます。
(~~48~~) 定 期 補 修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。	(50) 定 期 補 修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。
(~~49~~) 給 電 指 令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。	(51) 給 電 指 令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。
(~~50~~) 昼 間 時 間 毎日午前 8 時から午後 10 時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1 月 2 日，1 月 3 日，1 月 4 日，4 月 30 日，5 月 1 日，5 月 2 日，12 月 29 日，12 月 30 日および 12 月 31 日の該当する時間を除きます。	(52) 昼 間 時 間 毎日午前 8 時から午後 10 時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1 月 2 日，1 月 3 日，1 月 4 日，4 月 30 日，5 月 1 日，5 月 2 日，12 月 29 日，12 月 30 日および 12 月 31 日の該当する時間を除きます。
(~~51~~) 夜 間 時 間 昼間時間以外の時間をいいます。	(53) 夜 間 時 間 昼間時間以外の時間をいいます。
(~~52~~) 貿 易 統 計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。	(54) 貿 易 統 計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。
(~~53~~) 離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定す	(55) 離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定す

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
る場合の期間とし，毎年 1 月 1 日から 3 月 31 日までの期間，2 月 1 日から 4 月 30 日までの期間，3 月 1 日から 5 月 31 日までの期間，4 月 1 日から 6 月 30 日までの期間，5 月 1 日から 7 月 31 日までの期間，6 月 1 日から 8 月 31 日までの期間，7 月 1 日から 9 月 30 日までの期間，8 月 1 日から 10 月 31 日までの期間，9 月 1 日から 11 月 30 日までの期間，10 月 1 日から 12 月 31 日までの期間，11 月 1 日から翌年の 1 月 31 日までの期間または 12 月 1 日から翌年の 2 月 28 日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の 2 月 29 日までの期間といたします。）をいいます。	る場合の期間とし，毎年 1 月 1 日から 3 月 31 日までの期間，2 月 1 日から 4 月 30 日までの期間，3 月 1 日から 5 月 31 日までの期間，4 月 1 日から 6 月 30 日までの期間，5 月 1 日から 7 月 31 日までの期間，6 月 1 日から 8 月 31 日までの期間，7 月 1 日から 9 月 30 日までの期間，8 月 1 日から 10 月 31 日までの期間，9 月 1 日から 11 月 30 日までの期間，10 月 1 日から 12 月 31 日までの期間，11 月 1 日から翌年の 1 月 31 日までの期間または 12 月 1 日から翌年の 2 月 28 日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の 2 月 29 日までの期間といたします。）をいいます。
6　単位および端数処理 この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1) 契約負荷設備の個々の容量の単位は，1 ワットまたは 1 ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (2) 契約容量の単位は，1 キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (3) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，1 キロワットとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット以下となるときは，契約電力を 0.5 キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット未満となるときは，契約電力を 1 キロワットといたします。 (4) 発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，1 キロワット時とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の 30 分ごとの接続受電電力量および 30 分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の 30 分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。 (5) 力率の単位は，1 パーセントとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (6) 料金その他の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。	**6　単位および端数処理** この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1) 契約負荷設備の個々の容量の単位は，1 ワットまたは 1 ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (2) 契約容量の単位は，1 キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (3) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，1 キロワットとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット以下となるときは，契約電力を 0.5 キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット未満となるときは，契約電力を 1 キロワットといたします。 (4) 発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，1 キロワット時とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の 30 分ごとの接続受電電力量および 30 分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の 30 分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。 (5) 力率の単位は，1 パーセントとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (6) 料金その他の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。
7　実 施 細 目 この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，~~発電者および~~需要者と別途協議を行なうことがあります。	**7　実 施 細 目** この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
8　契約の要件 (1) 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。 ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。 ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。 ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。	**8　契約の要件** (1) 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。 ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。 ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。 ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。 チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第 2 条第 5 項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 7 に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。
~~チ~~　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。 (ｲ) 契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。 (ﾛ) 契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。 (ﾊ) 需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。	リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。 (ｲ) 契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。 (ﾛ) 契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。 (ﾊ) 需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。
(2) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。 ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に	(2) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。 ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。	関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。
	ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。
	ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）(4)に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。
	ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）(3)ロの場合を除き，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。
	チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。
	リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。
~~ホ~~　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。 なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。
	(3) 発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
	イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。
	ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。
	ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
	ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。
	ホ　発電者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。
	ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。 ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。
~~(3)~~ 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	(4) 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。 (ｲ) 需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画に~~従って~~適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 ａ　需要抑制量（1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） ｂ　需要抑制の実施頻度および時期 (ﾛ) (ｲ)によってえられた 100 キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。 (ﾊ) 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。 (ﾆ) 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。 (ﾎ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が ~~29~~（計量）(3)に該当しないこと。 ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 (4) 電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。	イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。 (ｲ) 需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画に<u>したがって</u>適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 ａ　需要抑制量（1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） ｂ　需要抑制の実施頻度および時期 (ﾛ) (ｲ)によってえられた 100 キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。 (ﾊ) 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。 (ﾆ) 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。 (ﾎ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が <u>30</u>（計量）(3)に該当しないこと。 ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 (<u>5</u>) 電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。
9　検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 (1) 受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の	**9　検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約<u>を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約</u>を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 (1) 受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。	新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。
ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (ｲ) 接続供給の場合 a　契約者の名称 b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d　接続受電電力の最大値および最小値 e　接続供給の開始希望日 (ﾛ) 振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　供給地点 e　振替供給の開始希望日 (ﾊ) 発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　受電地点における予備送電サービスの希望の有無および希望される予備送電サービスの種別 g　発電場所における負荷設備および受電設備 h　発電量調整供給の開始希望日	ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (ｲ) 接続供給の場合 a　契約者の名称 b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d　接続受電電力の最大値および最小値 e　接続供給の開始希望日 (ﾛ) 振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　供給地点 e　振替供給の開始希望日 (ﾊ) 発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　受電地点における予備送電サービスの希望の有無および希望される予備送電サービスの種別 g　発電場所における負荷設備および受電設備 h　発電量調整供給の開始希望日
ハ　検討期間および検討料 (ｲ) 当社は，原則として受電側接続検討の申込みから 3 月以内に検討結果をお知らせいたします。 (ﾛ) 当社は，1 受電地点 1 検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から1年以内に受け付けた受電側接続検	ハ　検討期間および検討料 (ｲ) 当社は，原則として受電側接続検討の申込みから 3 月以内に検討結果をお知らせいたします。 (ﾛ) 当社は，1 受電地点 1 検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から1年以内に受け付けた受電側接続検

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
討のとき	討のとき。
(2) 供給側接続事前検討の申込み	(2) 供給側接続事前検討の申込み
イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。	イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。
ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
(ﾛ) 契約電力，契約電流または契約容量	(ﾛ) 契約電力，契約電流または契約容量
(ﾊ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧	(ﾊ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧
(ﾆ) 負荷設備または主開閉器	(ﾆ) 負荷設備または主開閉器
(ﾎ) 接続供給の開始希望日および使用期間	(ﾎ) 接続供給の開始希望日および使用期間
(ﾍ) 供給地点における予備送電サービスの希望の有無および希望される予備送電サービスの種別	(ﾍ) 供給地点における予備送電サービスの希望の有無および希望される予備送電サービスの種別
ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。	ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。
(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み	(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み
イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。	イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。
ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
(ｲ) 需要抑制契約者の名称	(ｲ) 需要抑制契約者の名称
(ﾛ) 需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ﾛ) 需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ﾊ) 需要抑制量調整供給の開始希望日	(ﾊ) 需要抑制量調整供給の開始希望日
ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。	ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。
(4) 契約の申込み	(4) 契約の申込み
契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，8（契約の要件）(1)ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，8（契約の要件）(2)ホに定める~~発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは~~8（契約の要件）(~~3~~)~~ホ~~および需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提	契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，8（契約の要件）(1)ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，8（契約の要件）(2)ホに定める要件を満たすことを証明する文書および 8（契約の要件）(2)ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは 8（契約の要件）(4)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。	者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。
なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)ヲに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。	なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。
また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から 1 年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第 13 条第 2 項第 10 号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(3)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。	また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から 1 年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第 13 条第 2 項第 10 号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。
イ　接続供給の場合 (ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点 (ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧 (ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等 (ﾆ) 契約電力，契約電流または契約容量 (ﾎ) 契約受電電力 (ﾍ) 希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別 (ﾄ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値 (ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値 (ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (ﾇ) 連絡体制 (ﾙ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間 なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，	イ　接続供給の場合 (ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点 (ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧 (ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等 (ﾆ) 契約電力，契約電流または契約容量 (ﾎ) 契約受電電力 (ﾍ) 希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別 (ﾄ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値 (ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値 (ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (ﾇ) 連絡体制 (ﾙ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間 なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
(ｲ) 連絡体制	(ｲ) 連絡体制
(ﾛ) 当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容	(ﾛ) 当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容
ハ　発電量調整供給の場合	ハ　発電量調整供給の場合
	(ｲ) 発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号
(ﾆ) 契約受電電力	(ﾛ) 契約受電電力および同時最大受電電力
(ﾎ) 発電量調整受電計画電力	(ﾊ) 発電量調整受電計画電力
(ﾍ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾆ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾄ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾎ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾁ) 連絡体制	(ﾍ) 連絡体制
ニ　需要抑制量調整供給の場合	ニ　需要抑制量調整供給の場合
(ｲ) 需要抑制契約者の名称	(ｲ) 需要抑制契約者の名称
(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力	(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力
(ﾊ) 需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値	(ﾊ) 需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値
(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの販売計画の最小値	(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの販売計画の最小値
(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称	(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称
(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる ~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ	(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ
(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾇ) 需要抑制量調整供給の開始希望日	(ﾇ) 需要抑制量調整供給の開始希望日
(ﾙ) 連絡体制	(ﾙ) 連絡体制
なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる ~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後 1 年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。	なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後 1 年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。
(5) 当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）	(5) 当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
(6) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	(6) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
(7) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	(7) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
10　契約の成立および契約期間 (1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。 (2) 契約期間は，次によります。 イ　接続供給の場合 (ｲ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から,料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。 (ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 (ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約	**10　契約の成立および契約期間** (1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，<u>系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，</u>需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。 (2) 契約期間は，次によります。 イ　接続供給の場合 (ｲ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から,料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。 (ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 (ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。	が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。
	ロ　発電量調整供給の場合
	(ｲ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降 1 年目の日までといたします。
	(ﾛ) 契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。
	(ﾊ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。
~~ロ~~　振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約~~，発電量調整供給契約~~または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の開始日から起算して 1 年未満とならないものといたします。	ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して 1 年未満とならないものといたします。
11　託送供給等の開始 (1) 当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。 (2) 当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。	**11　託送供給等の開始** (1) 当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。 (2) 当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。
14　発電場所および需要場所 (1) 当社は，原則として，1 構内をなすものは 1 構内を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。 なお，1 構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，1 構内をなすものとみなします。 イ　当社は，1 建物をなすものは 1 建物を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。 なお，1 建物をなすものとは，独立した 1 建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，1 建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物	**14　発電場所および需要場所** (1) 当社は，原則として，1 構内をなすものは 1 構内を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。 なお，1 構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，1 構内をなすものとみなします。 イ　当社は，1 建物をなすものは 1 建物を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。 なお，1 建物をなすものとは，独立した 1 建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，1 建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。	に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。
ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。	ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。
(ｲ) 居住用の建物の場合	(ｲ) 居住用の建物の場合
1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ1発電場所または1需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として1発電場所または1需要場所といたします。	1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ1発電場所または1需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として1発電場所または1需要場所といたします。
a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。	a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。
b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。	b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。
c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。	c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。
(ﾛ) 居住用以外の建物の場合	(ﾛ) 居住用以外の建物の場合
1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ1発電場所または1需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として1発電場所または1需要場所といたします。	1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ1発電場所または1需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として1発電場所または1需要場所といたします。
(ﾊ) 居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合	(ﾊ) 居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合
1建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。	1建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。
(2) 隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を 1 発電場所または 1 需要場所とすることがあります。	(2) 隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を 1 発電場所または 1 需要場所とすることがあります。
(3) 道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を1発電場所または1需要場所といたします。	(3) 道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を1発電場所または1需要場所といたします。
(4) (1)に定める 1 構内，(1)イに定める 1 建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を1発電場所または1需要場所といたします。	(4) (1)に定める 1 構内，(1)イに定める 1 建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を1発電場所または1需要場所といたします。
イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。	イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。
(ｲ) 非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。	(ｲ) 非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。
(ﾛ) 当社が特例区域等における業務を実施するため，~~42~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。	(ﾛ) 当社が特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。
ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。	ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。
ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。	ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。
ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，~~42~~（発電場所および需要場	ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。 ホ　特例区域等を 1 発電場所または 1 需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。	所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。 ホ　特例区域等を 1 発電場所または 1 需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。
15　供給および契約の単位 (1) 当社は，次の場合を除き，1 需要場所について 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスを適用し，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって託送供給を行ない，1 発電場所に~~つき~~，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって発電量調整供給を行ないます。 イ　1 需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の 2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の 1 臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の 2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，2 臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の 1 接続送電サービス（ロの場合は，2 接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合 (ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの 1 臨時接続送電サービス (ﾛ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの 1 臨時接続送電サービス (ﾊ) 高圧臨時接続送電サービス (ﾆ) 特別高圧臨時接続送電サービス ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の 2 接続送電サービスをあわせて契約する場合 (ｲ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの 1 接続送電サービス (ﾛ) 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの 1 接続送電サービス ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合 ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合 ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。 ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合 (2) 接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，1 接続供給契約を結び，1 需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として 1 接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，1 契約者に対して 1 接続供給契約を結びます。 なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する 2 以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を 1 供給地点とみなすことがあります。 (3) 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一	**15　供給および契約の単位** (1) 当社は，次の場合を除き，1 需要場所について 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスを適用し，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって託送供給を行ない，1 発電場所について 1 系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって発電量調整供給を行ないます。 イ　1 需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の 2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の 1 臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の 2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，2 臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の 1 接続送電サービス（ロの場合は，2 接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合 (ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの 1 臨時接続送電サービス (ﾛ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの 1 臨時接続送電サービス (ﾊ) 高圧臨時接続送電サービス (ﾆ) 特別高圧臨時接続送電サービス ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の 2 接続送電サービスをあわせて契約する場合 (ｲ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの 1 接続送電サービス (ﾛ) 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの 1 接続送電サービス ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合 ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合 ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。 ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合 (2) 接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，1 接続供給契約を結び，1 需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として 1 接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，1 契約者に対して 1 接続供給契約を結びます。 なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する 2 以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を 1 供給地点とみなすことがあります。 (3) 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および 1 供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに 1 供給地点とみなします。）について，1 振替供給契約を結びます。	般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および 1 供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに 1 供給地点とみなします。）について，1 振替供給契約を結びます。
(4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，1 発電量調整供給契約を結びます。	(4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，1 発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，1 系統連系受電契約を結びます。
なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として 1 発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として 1 発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
また，再生可能エネルギー発電設備（~~再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕~~第 2 条第 2 項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，~~再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 5 項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕~~により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。	また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 2 項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。
イ　附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。	イ　附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。
ロ　附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。	ロ　附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，1 発電量調整供給契約に属するものといたします。	ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，1 発電量調整供給契約に属するものといたします。
(5) 需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものとい	(5) 需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものとい

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
たします。）および需要抑制バランシンググループについて，1 需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，1 需要抑制バランシンググループに属するものといたします。 また，需要抑制契約者が 1 需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる ~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。	たします。）および需要抑制バランシンググループについて，1 需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，1 需要抑制バランシンググループに属するものといたします。 また，需要抑制契約者が 1 需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。
16　承諾の限界 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情~~，~~料金~~および~~この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	**16　承諾の限界** 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。
Ⅲ　料　　金 **18　料　　金** 料金は，次のとおりといたします。 (1) 契約者に係る料金 イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，~~23~~（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに ~~25~~（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21(予備送電サービス)によって算定された予備送電サービス料金(以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)~~または~~(ﾎ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定~~（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）~~いたします。 (ｲ) 検　針　日 (ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または ~~30~~（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日	**Ⅲ　料　　金** **18　料　　金** 料金は，次のとおりといたします。 (1) 契約者に係る料金 イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21(予備送電サービス)によって算定された予備送電サービス料金(以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)，(ﾎ)または(ﾍ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。 (ｲ) 検　針　日 (ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
(ハ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日	(ハ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日
	(ニ) 28（検針日）(5)の場合で，実際に検針を行なった日が，当社があらかじめお知らせした日より後の日となり，当社が必要と認めるときは，実際に検針を行なった日
(ニ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）	(ホ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）
(ホ) ~~30~~（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日	(ヘ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日
~~ハ　近接性評価割引~~	
~~(イ) 適　　用~~	
~~契約者が，近接性評価地域（別表 2〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。~~	
~~なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。~~	
~~(ロ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施~~	
~~a　近接性評価割引額は，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月 1 日に算定いたします。~~	
~~b　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。~~	
~~c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，b に準じて割引を行ないます。~~	
(2) 発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに ~~25~~（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。	(2) 発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。
	(3) 発電者に係る料金 イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。 ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
	(ｲ) 検　針　日 (ﾛ) 28（検針日）(5)の場合で，実際に検針を行なった日が，当社があらかじめお知らせした日より後の日となり，当社が必要と認めるときは，実際に検針を行なった日 (ﾊ) 発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ﾆ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日 ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。
~~3~~) 需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。	(4) 需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。
19　接続送電サービス (1) 適 用 範 囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。 (2) 接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。 イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。 (ｲ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その 1 月の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前 11 月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。 a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その 1 月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月まで（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，料金適用開始の日から前月までの間で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。 b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む 1 月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその 1 月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前 11 月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その 1 月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前 11 月以内で契約者と当社との協議によ	**19　接続送電サービス** (1) 適 用 範 囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。 (2) 接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。 イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。 (ｲ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その 1 月の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前 11 月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。 a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その 1 月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月まで（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，料金適用開始の日から前月までの間で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。 b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む 1 月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその 1 月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前 11 月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その 1 月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前 11 月以内で契約者と当社との協議によ

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
り定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その 1 月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。	り定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その 1 月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。
c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，1 年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む 1 月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前 11 月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む 1 月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降 12 月の期間で，その 1 月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む 1 月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。	c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，1 年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む 1 月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前 11 月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む 1 月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降 12 月の期間で，その 1 月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む 1 月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。
(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。	(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。
a　接続送電サービス契約電流 (a) 接続送電サービス契約電流は，5 アンペア，10 アンペア，15 アンペア，20 アンペア，30 アンペア，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。 (b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。	a　接続送電サービス契約電流 (a) 接続送電サービス契約電流は，5 アンペア，10 アンペア，15 アンペア，20 アンペア，30 アンペア，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。 (b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。
b　接続送電サービス契約容量 接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	b　接続送電サービス契約容量 接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ﾊ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。	(ﾊ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ﾆ) (ｲ)の適用後 1 年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後1年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。	(ﾆ) (ｲ)の適用後 1 年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後1年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。
(ﾎ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，~~50~~（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。	(ﾎ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。
ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合
接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。	接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。
なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から1年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。	なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から1年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。
ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。	ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。
ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。	ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。
また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，~~50~~（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。	また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。
なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。	なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
(3) 接続送電サービス料金	(3) 接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，1 供給地点につき 2 以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または1接続送電サービスにつき2以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。	接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，1 供給地点につき 2 以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または1接続送電サービスにつき2以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。
イ　低圧で供給する場合	イ　低圧で供給する場合
(ｲ) 電灯定額接続送電サービス	(ｲ) 電灯定額接続送電サービス
a　適 用 範 囲	a　適 用 範 囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
c　契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 電 灯 料 金 i 電灯料金は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。	c　契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 電 灯 料 金 i 電灯料金は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。
10 ワットまでの 1 灯につき　~~44 円 31 銭~~ 10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき　~~88 円 61 銭~~ 20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき　~~177 円 22 銭~~ 40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき　~~265 円 83 銭~~ 60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき　~~443 円 05 銭~~ 100 ワットをこえる 1 灯につき 100 ワットまでごとに　~~443 円 05 銭~~	10 ワットまでの 1 灯につき　41 円 79 銭 10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき　83 円 57 銭 20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき　167 円 13 銭 40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき　250 円 70 銭 60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき　417 円 85 銭 100 ワットをこえる 1 灯につき 100 ワットまでごとに　417 円 85 銭
ii ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。 iii 多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。 (b) 小型機器料金 小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ 1 月につき次のとおりといたします。	ii ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。 iii 多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。 (b) 小型機器料金 小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ 1 月につき次のとおりといたします。
50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき　~~132 円 33 銭~~ 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき　~~264 円 66 銭~~ 100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに　~~264 円 66 銭~~	50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき　124 円 81 銭 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき　249 円 61 銭 100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに　249 円 61 銭
e　そ　の　他 特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の	e　そ　の　他 特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。	用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。
(ﾛ) 電灯標準接続送電サービス	(ﾛ) 電灯標準接続送電サービス
a　適 用 範 囲	a　適 用 範 囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
(a) (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。	(a) (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。
(b) 1 需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。	(b) 1 需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。
(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基 本 料 金 基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	(a) 基 本 料 金 基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｉ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ｉ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　226 円 60 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　226 円 60 銭

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ii (2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合	ii (2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合
接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき　166 円 10 銭	接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき　166 円 10 銭
ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。	ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電流 5 アンペア　83 円 05 銭	接続送電サービス契約電流 5 アンペア　83 円 05 銭
接続送電サービス契約電流 15 アンペア　249 円 15 銭	接続送電サービス契約電流 15 アンペア　249 円 15 銭
(b) 電力量料金	(b) 電力量料金
電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。
1 キロワット時につき　~~9 円 24 銭~~	1 キロワット時につき　8 円 58 銭
(ﾊ) 電灯時間帯別接続送電サービス	(ﾊ) 電灯時間帯別接続送電サービス
a　適 用 範 囲	a　適 用 範 囲
(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基 本 料 金	(a) 基 本 料 金
基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
i (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	i (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　226 円 60 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　226 円 60 銭
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ii (2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合	ii (2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合
接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき　166 円 10 銭	接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき　166 円 10 銭

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
ただし，(2)イ(ﾛ) aにより接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを1キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が5アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。	ただし，(2)イ(ﾛ) aにより接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを1キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が5アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電流5アンペア　83円05銭 接続送電サービス契約電流15アンペア　249円15銭	接続送電サービス契約電流5アンペア　83円05銭 接続送電サービス契約電流15アンペア　249円15銭
(b) 電力量料金	(b) 電力量料金
電力量料金は，その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
i 昼間時間	i 昼間時間
1キロワット時につき　~~9円92銭~~	1キロワット時につき　9円23銭
ii 夜間時間	ii 夜間時間
1キロワット時につき　~~8円46銭~~	1キロワット時につき　7円85銭
(ﾆ) 電灯従量接続送電サービス	(ﾆ) 電灯従量接続送電サービス
a 適用範囲	a 適用範囲
(ﾛ) aの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(ﾛ) aの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b 供給電気方式および供給電圧	b 供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c 接続送電サービス料金	c 接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
1キロワット時につき　~~12円96銭~~	1キロワット時につき　12円31銭
(ﾎ) 動力標準接続送電サービス	(ﾎ) 動力標準接続送電サービス
a 適用範囲	a 適用範囲
契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
(a) 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。	(a) 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。
(b) 1需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび1キロボルトアンペアを1キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。	(b) 1需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび1キロボルトアンペアを1キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。
ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の	ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基 本 料 金	(a) 基 本 料 金
基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
i　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	i　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　630 円 30 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　630 円 30 銭
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ii　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ii　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　457 円 60 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　457 円 60 銭
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
(b) 電力量料金	(b) 電力量料金
電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。
1 キロワット時につき　~~9 円 46 銭~~	1 キロワット時につき　8 円 57 銭
(c) そ　の　他	(c) そ　の　他
接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
d　そ　の　他	d　そ　の　他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

託送供給等約款　新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施</th><th>託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）</th></tr>
<tr><td>
(ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス
a　適 用 範 囲
(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基 本 料 金
基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ⅰ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
<table>
<tr><td>接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき</td><td>630 円 30 銭</td></tr>
</table>
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ⅱ (2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
<table>
<tr><td>接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき</td><td>457 円 60 銭</td></tr>
</table>
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
(b) 電力量料金
電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
ⅰ 昼 間 時 間
<table>
<tr><td>1 キロワット時につき</td><td>~~10 円 18 銭~~</td></tr>
</table>
ⅱ 夜 間 時 間
<table>
<tr><td>1 キロワット時につき</td><td>~~8 円 66 銭~~</td></tr>
</table>
(c) そ　の　他
接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
d　そ　の　他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
</td><td>
(ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス
a　適 用 範 囲
(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基 本 料 金
基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ⅰ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
<table>
<tr><td>接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき</td><td>630 円 30 銭</td></tr>
</table>
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ⅱ (2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
<table>
<tr><td>接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき</td><td>457 円 60 銭</td></tr>
</table>
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
(b) 電力量料金
電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
ⅰ 昼 間 時 間
<table>
<tr><td>1 キロワット時につき</td><td><u>9 円 21 銭</u></td></tr>
</table>
ⅱ 夜 間 時 間
<table>
<tr><td>1 キロワット時につき</td><td><u>7 円 85 銭</u></td></tr>
</table>
(c) そ　の　他
接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
d　そ　の　他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
</td></tr>
</table>

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
(ト) 動力従量接続送電サービス	(ト) 動力従量接続送電サービス
a　適 用 範 囲	a　適 用 範 囲
(ホ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(ホ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
1 キロワット時につき　~~19 円 79 銭~~	1 キロワット時につき　18 円 90 銭
d　そ の 他	d　そ の 他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
ロ　高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合
(イ) 高圧標準接続送電サービス	(イ) 高圧標準接続送電サービス
a　適 用 範 囲	a　適 用 範 囲
接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が 50 キロワット未満である場合についても適用することがあります。	接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が 50 キロワット未満である場合についても適用することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。	供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
(a) 基 本 料 金 基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	(a) 基 本 料 金 基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　706 円 20 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　706 円 20 銭
(b) 電力量料金 電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b) 電力量料金 電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。
1 キロワット時につき　~~2 円 84 銭~~	1 キロワット時につき　2 円 08 銭
(ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス a　適 用 範 囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基 本 料 金 基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当	(ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス a　適 用 範 囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基 本 料 金 基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき　706円20銭	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき　706円20銭
(b) 電力量料金	(b) 電力量料金
電力量料金は，その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
ⅰ 昼 間 時 間	ⅰ 昼 間 時 間
1キロワット時につき　~~3円10銭~~	1キロワット時につき　2円26銭
ⅱ 夜 間 時 間	ⅱ 夜 間 時 間
1キロワット時につき　~~2円53銭~~	1キロワット時につき　1円88銭
(ハ) 高圧従量接続送電サービス	(ハ) 高圧従量接続送電サービス
a　適 用 範 囲	a　適 用 範 囲
(イ) aの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(イ) aの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。	供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
1キロワット時につき　~~14円41銭~~	1キロワット時につき　13円66銭
ハ　特別高圧で供給する場合	ハ　特別高圧で供給する場合
(イ) 特別高圧標準接続送電サービス	(イ) 特別高圧標準接続送電サービス
a　適 用 範 囲	a　適 用 範 囲
接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。	接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流3相3線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流3相3線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力　10,000キロワット未満　標準電圧　30,000ボルト	接続送電サービス契約電力　10,000キロワット未満　標準電圧　30,000ボルト
接続送電サービス契約電力　10,000キロワット以上 50,000キロワット未満　標準電圧　60,000ボルト	接続送電サービス契約電力　10,000キロワット以上 50,000キロワット未満　標準電圧　60,000ボルト
接続送電サービス契約電力　50,000キロワット以上　標準電圧　140,000ボルト	接続送電サービス契約電力　50,000キロワット以上　標準電圧　140,000ボルト
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたしま	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたしま

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
す。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	す。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基 本 料 金 基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	(a) 基 本 料 金 基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　456 円 50 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　456 円 50 銭
(b) 電力量料金 電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b) 電力量料金 電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。
1 キロワット時につき　~~1 円 43 銭~~	1 キロワット時につき　0 円 96 銭
(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス a 適 用 範 囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス a 適 用 範 囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満　標準電圧 30,000 ボルト	接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満　標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満　標準電圧 60,000 ボルト	接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満　標準電圧 60,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 50,000 キロワット以上　標準電圧 140,000 ボルト	接続送電サービス契約電力 50,000 キロワット以上　標準電圧 140,000 ボルト
c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによっ	c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによっ

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
て算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	て算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基 本 料 金	(a) 基 本 料 金
基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。	基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。
なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　456 円 50 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　456 円 50 銭
(b) 電力量料金	(b) 電力量料金
電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
ⅰ 昼 間 時 間	ⅰ 昼 間 時 間
1 キロワット時につき　~~1 円 53 銭~~	1 キロワット時につき　1 円 01 銭
ⅱ 夜 間 時 間	ⅱ 夜 間 時 間
1 キロワット時につき　~~1 円 32 銭~~	1 キロワット時につき　0 円 91 銭
(ハ) 特別高圧従量接続送電サービス	(ハ) 特別高圧従量接続送電サービス
a 適 用 範 囲	a 適 用 範 囲
(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b 供給電気方式および供給電圧	b 供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満　標準電圧 30,000 ボルト	接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満　標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満　標準電圧 60,000 ボルト	接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満　標準電圧 60,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 50,000 キロワット以上　標準電圧 140,000 ボルト	接続送電サービス契約電力 50,000 キロワット以上　標準電圧 140,000 ボルト
c 接続送電サービス料金	c 接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算	接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
1キロワット時につき　~~8円91銭~~	1キロワット時につき　8円43銭
ニ　力率割引および割増し	ニ　力率割引および割増し
高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。	高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。
(ｲ) 力率は，供給地点ごとに，その1月のうち毎日午前8時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表6（平均力率の算定）によって算定された値といたします。 なお，まったく電気を使用しないその1月の力率は，85パーセントとみなします。	(ｲ) 力率は，供給地点ごとに，その1月のうち毎日午前8時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表6（平均力率の算定）によって算定された値といたします。 なお，まったく電気を使用しないその1月の力率は，85パーセントとみなします。
(ﾛ) 力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る1パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る1パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割増しいたします。	(ﾛ) 力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る1パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る1パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割増しいたします。
ホ　そ　の　他	ホ　そ　の　他
(ｲ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。	(ｲ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。
(ﾛ) 電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後1年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後1年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。	(ﾛ) 電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後1年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後1年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。
(ﾊ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後1年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。	(ﾊ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後1年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。
(ﾆ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者か	(ﾆ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者か

託送供給等約款　新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施</th><th>託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）</th></tr>
<tr><td>ら当社に通知していただきます。
(ホ) 当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
(4) 1 年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い
高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，1 年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。
イ　ピークシフト割引額
ピークシフト割引額は，1 月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。
ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力
<table><tr><td>ピークシフト電力
1 キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>600 円 60 銭</td></tr><tr><td></td><td>特別高圧で供給する場合</td><td>388 円 30 銭</td></tr></table>
ロ　ピークシフト電力
ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。
なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
ハ　1 年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。
なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。</td><td>ら当社に通知していただきます。
(ホ) 当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
(4) 1 年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い
高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，1 年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。
イ　ピークシフト割引額
ピークシフト割引額は，1 月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。
ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力
<table><tr><td>ピークシフト電力
1 キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>600 円 60 銭</td></tr><tr><td></td><td>特別高圧で供給する場合</td><td>388 円 30 銭</td></tr></table>
ロ　ピークシフト電力
ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。
なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
ハ　1 年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。
なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。</td></tr>
<tr><td>20　臨時接続送電サービス
(1) 適 用 範 囲
契約使用期間が 1 年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。
(2) 臨時接続送電サービス契約電力等
電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。
イ　低圧で供給する場合
(ｲ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合
次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。
ａ　臨時接続送電サービス契約電流</td><td>20　臨時接続送電サービス
(1) 適 用 範 囲
契約使用期間が 1 年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。
(2) 臨時接続送電サービス契約電力等
電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。
イ　低圧で供給する場合
(ｲ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合
次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。
ａ　臨時接続送電サービス契約電流</td></tr>
</table>

託送供給等約款　新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施</th><th>託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）</th></tr>
<tr><td>(a) 臨時接続送電サービス契約電流は，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。
(b) 当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。
b　臨時接続送電サービス契約容量
(a) 臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表 7（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。
<table><tr><td>最初の 6 キロボルトアンペアにつき</td><td>95 パーセント</td></tr><tr><td>次の 14 キロボルトアンペアにつき</td><td>85 パーセント</td></tr><tr><td>次の 30 キロボルトアンペアにつき</td><td>75 パーセント</td></tr><tr><td>50 キロボルトアンペアをこえる部分につき</td><td>65 パーセント</td></tr></table>(b) 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。
なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ﾛ) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合
次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。
a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。
(a) 契約負荷設備のうち
<table><tr><td rowspan="3">最大の入力のものから</td><td>最初の 2 台の入力につき</td><td>100 パーセント</td></tr><tr><td>次の 2 台の入力につき</td><td>95 パーセント</td></tr><tr><td>上記以外のものの入力につき</td><td>90 パーセント</td></tr></table>(b) (a)によってえた値の合計のうち
<table><tr><td>最初の 6 キロワットにつき</td><td>100 パーセント</td></tr><tr><td>次の 14 キロワットにつき</td><td>90 パーセント</td></tr><tr><td>次の 30 キロワットにつき</td><td>80 パーセント</td></tr></table></td><td>(a) 臨時接続送電サービス契約電流は，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。
(b) 当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。
b　臨時接続送電サービス契約容量
(a) 臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表 7（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。
<table><tr><td>最初の 6 キロボルトアンペアにつき</td><td>95 パーセント</td></tr><tr><td>次の 14 キロボルトアンペアにつき</td><td>85 パーセント</td></tr><tr><td>次の 30 キロボルトアンペアにつき</td><td>75 パーセント</td></tr><tr><td>50 キロボルトアンペアをこえる部分につき</td><td>65 パーセント</td></tr></table>(b) 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。
なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ﾛ) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合
次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。
a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。
(a) 契約負荷設備のうち
<table><tr><td rowspan="3">最大の入力のものから</td><td>最初の 2 台の入力につき</td><td>100 パーセント</td></tr><tr><td>次の 2 台の入力につき</td><td>95 パーセント</td></tr><tr><td>上記以外のものの入力につき</td><td>90 パーセント</td></tr></table>(b) (a)によってえた値の合計のうち
<table><tr><td>最初の 6 キロワットにつき</td><td>100 パーセント</td></tr><tr><td>次の 14 キロワットにつき</td><td>90 パーセント</td></tr><tr><td>次の 30 キロワットにつき</td><td>80 パーセント</td></tr></table></td></tr>
</table>

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
50キロワットをこえる部分につき　70パーセント	50キロワットをこえる部分につき　70パーセント
b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，aにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，aにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
ロ　高圧または特別高圧で供給する場合 需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合 需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。
(3) 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。	(3) 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。
イ　低圧で供給する場合	イ　低圧で供給する場合
(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス	(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス
a　適 用 範 囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が3キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。	a　適 用 範 囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が3キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧200ボルトまたは交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧200ボルトまたは交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって1日につき次のとおりといたします。ただし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって1日につき次のとおりといたします。ただし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
総容量が50ボルトアンペアまでの場合　~~3円93銭~~	総容量が50ボルトアンペアまでの場合　3円71銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合　~~7円85銭~~	総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合　7円41銭

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに　~~7 円 85 銭~~	総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに　7 円 41 銭
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合　~~78 円 57 銭~~	総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合　74 円 10 銭
総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに　~~78 円 57 銭~~	総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに　74 円 10 銭

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 10 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	~~10 円 16 銭~~

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が 5 キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとい

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 10 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	9 円 44 銭

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が 5 キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとい

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
たします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	たします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金	c　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット 1 日につき　~~124 円 54 銭~~	臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット 1 日につき　117 円 52 銭
d　そ　の　他	d　そ　の　他
当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。	当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。
(ニ) 動力臨時接続送電サービス	(ニ) 動力臨時接続送電サービス
a　適 用 範 囲	a　適 用 範 囲
契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として 5 キロワットをこえ，50 キロワット未満であるときに適用いたします。	契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として 5 キロワットをこえ，50 キロワット未満であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金	c　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基 本 料 金	(a) 基 本 料 金
基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
(b) 電力量料金 電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b) 電力量料金 電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。
1キロワット時につき　~~11円35銭~~	1キロワット時につき　10円29銭
ロ　高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。 (ｲ) 適 用 範 囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。 (ﾛ) 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。 (ﾊ) 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 a　基 本 料 金 基本料金は，1月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ)c(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 b　電力量料金 電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。	ロ　高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。 (ｲ) 適 用 範 囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。 (ﾛ) 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。 (ﾊ) 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 a　基 本 料 金 基本料金は，1月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ)c(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 b　電力量料金 電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。
1キロワット時につき　~~3円41銭~~	1キロワット時につき　2円50銭
ハ　特別高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。 (ｲ) 適 用 範 囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。 (ﾛ) 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流3相3線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	ハ　特別高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。 (ｲ) 適 用 範 囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。 (ﾛ) 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流3相3線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
臨時接続送電サービス契約電力　10,000キロワット未満　標準電圧 30,000ボルト	臨時接続送電サービス契約電力　10,000キロワット未満　標準電圧 30,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力　10,000キロワット以上 50,000キロワット未満　標準電圧 60,000ボルト	臨時接続送電サービス契約電力　10,000キロワット以上 50,000キロワット未満　標準電圧 60,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力　50,000キロワット以上　標準電圧 140,000ボルト	臨時接続送電サービス契約電力　50,000キロワット以上　標準電圧 140,000ボルト

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
(ハ) 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 a　基本料金 基本料金は，1月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(イ)c(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 b　電力量料金 電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。 1キロワット時につき　~~1円72銭~~ ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。 ホ　そ　の　他 臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 (4) そ　の　他 イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。 ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが1年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。 ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。	(ハ) 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 a　基本料金 基本料金は，1月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(イ)c(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 b　電力量料金 電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。 1キロワット時につき　1円14銭 ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。 ホ　そ　の　他 臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 (4) そ　の　他 イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。 ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが1年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。 ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。
	22　系統連系受電サービス (1) 適用範囲 小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。 (2) 系統連系受電課金対象電力 各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。 イ　発電場所が1発電バランシンググループに属している場合 (イ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
	(ﾛ) (ｲ)以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 (ｲ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。 (ﾛ) (ｲ)以外の場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 (ｲ) 臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (ﾛ) 接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。 (ﾊ) 接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア (ﾆ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ﾎ) 附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット (3) 系統連系受電サービス料金 系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。 イ　基 本 料 金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。 系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき　93円04銭 ロ　電力量料金 電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。 1キロワット時につき　0円29銭

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）

ハ　系統設備効率化割引

系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。

(ｲ) 適　　用

ａ　系統設備効率化割引Ａ

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ａ－1，Ａ－2 またはＡ－3 に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

ｂ　系統設備効率化割引Ｂ

低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ｂ－1 またはＢ－2 に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ﾛ) 系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。

ａ　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

(a) 受電電圧が標準電圧 140,000 ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－1の場合	34円02銭
	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－2の場合	6円86銭
	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－3の場合	3円43銭

(b) (a)以外の場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－1の場合	34円02銭
	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－2の場合	13円73銭

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－3の場合　6円86銭
	ｂ　系統設備効率化割引Ｂ単価 系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，1 月につき次のとおりといたします。
	系統連系変電所等 / 単　価 系統連系受電課金対象電力 1キロワットにつき 別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－1の場合　46円77銭 別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－2の場合　18円92銭
	(ﾊ) 系統設備効率化割引額 系統設備効率化割引額は，(2)の系統連系受電課金対象電力に(ﾛ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その 1 月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。 ニ　その他 系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。
~~22~~　発電量調整受電計画差対応電力 (1) 適　　用 発電バランシンググループにおいて，~~38~~（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) 発電量調整受電計画差対応電力 イ　発電量調整受電計画差対応補給電力 (ｲ) 適 用 範 囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ﾛ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ﾊ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (ｲ) 適 用 範 囲	**23　発電量調整受電計画差対応電力** (1) 適　　用 発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) 発電量調整受電計画差対応電力 イ　発電量調整受電計画差対応補給電力 (ｲ) 適 用 範 囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ﾛ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ﾊ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (ｲ) 適 用 範 囲

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ﾛ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (ﾊ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ﾛ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (ﾊ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
~~23~~　接続対象計画差対応電力 (1) 適　　用 ~~38~~（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) 接続対象計画差対応電力 イ　接続対象計画差対応補給電力 (ｲ) 適 用 範 囲 30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ﾛ) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (ﾊ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応余剰電力 (ｲ) 適 用 範 囲 30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ﾛ) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (ﾊ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	**24　接続対象計画差対応電力** (1) 適　　用 39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) 接続対象計画差対応電力 イ　接続対象計画差対応補給電力 (ｲ) 適 用 範 囲 30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ﾛ) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (ﾊ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応余剰電力 (ｲ) 適 用 範 囲 30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ﾛ) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (ﾊ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 (1) 適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (ｲ) 適用範囲	**25　需要抑制量調整受電計画差対応電力** (1) 適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (ｲ) 適用範囲

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (ｲ) 適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (ｲ) 適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
~~25~~　給電指令時補給電力 (1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適 用 範 囲 ~~38~~（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，~~30~~（電力および電力量の算定）(20)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 (2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適 用 範 囲 ~~38~~（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金	**<u>26</u>　給電指令時補給電力** (1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適 用 範 囲 <u>39</u>（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，<u>31</u>（電力および電力量の算定）(20)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 (2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適 用 範 囲 <u>39</u>（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(18)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
~~26~~　料金の適用開始の時期 接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。	**27　料金の適用開始の時期** 接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。
~~27~~　検　針　日 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。 なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が 500 キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で 19（接続送電サービス）(2)ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合	**28　検　針　日** 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。 なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が 500 キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で 19（接続送電サービス）(2)ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月1日といたします。 ~~ただし~~，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，~~契約者または発電契約者と当社との協議によって，~~受電地点における検針日と供給地点における検針日~~を~~同一の日と~~することがあります~~。	を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月1日といたします。 また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。
(2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。	(2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。
(3) 当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。	(3) 当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。
(4) 当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。 なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。 イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合 ロ　その他特別の事情がある場合	(4) 当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。 なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。 イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合 ロ　その他特別の事情がある場合
	(5) (3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。
~~(5)~~ (4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。	(6) (4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。
~~(6)~~ (4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。	(7) (4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。
~~28~~　料金の算定期間 (1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日~~（以下「計量日」といいます。）~~をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。 ハ　定額接続送電サービスの料金または~~30~~（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。	**29　料金の算定期間** (1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。 ハ　定額接続送電サービスの料金または31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。 (2) 系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」と

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
	いいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。
(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月 1 日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日までの期間といたします。	(3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月 1 日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日までの期間といたします。
~~29~~　計　　量 (1) 当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。 また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として ~~37~~（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその 30 分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 なお，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 (2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。 (3) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。	**30　計　　量** (1) 当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。 また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として 38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその 30 分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 なお，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 (2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。 なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。 (3) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。
~~30~~　電力および電力量の算定 (1) 発電量調整受電電力	**31　電力および電力量の算定** (1) 発電量調整受電電力

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を 2 倍した値とし，受電地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。	発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を 2 倍した値とし，受電地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。
(2) 発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	(2) 発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。
	ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，30 分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。
(3) 発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	(3) 発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(4) 発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。	(4) 発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値(受電地点が複数ある場合はその合計といたします。)で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値(受電地点が複数ある場合はその合計といたします。)で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
(5) 接続受電電力 接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	(5) 接続受電電力 接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(6) 接続受電電力量 接続受電電力量は，30 分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。	(6) 接続受電電力量 接続受電電力量は，30 分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。
(7) 接続供給電力 接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を 2 倍した値とし，供給地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。	(7) 接続供給電力 接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を 2 倍した値とし，供給地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。
(8) 接続供給電力量 接続供給電力量は，供給地点ごとに，30 分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地	(8) 接続供給電力量 接続供給電力量は，供給地点ごとに，30 分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。 　また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。 　なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその 1 月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その1月の接続供給電力量からその1月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。 (9) 接続対象電力 　接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (10) 接続対象電力量 　接続対象電力量は，30 分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。 (ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値 ａ　1ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。 $\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率(}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。)}}\right\}-\text{需要抑制量調整受電計画電力量}$ (b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。	点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。 　また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。 　なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその 1 月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その1月の接続供給電力量からその1月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。 (9) 接続対象電力 　接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (10) 接続対象電力量 　接続対象電力量は，30 分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。 (ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値 ａ　1ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。 $\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率(}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。)}}\right\}-\text{需要抑制量調整受電計画電力量}$ (b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 接続供給電力量× $\frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ b　1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 －　需要抑制量調整受電計画電力量 (b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 (d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量× $\frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (11) 接続対象計画電力 接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。 (12) 接続対象計画電力量	ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 接続供給電力量× $\frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ b　1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 －　需要抑制量調整受電計画電力量 (b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 (d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量× $\frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (11) 接続対象計画電力 接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。 (12) 接続対象計画電力量

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。	接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。
(13) 需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	(13) 需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(14) 需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。	(14) 需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。
イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値	イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値
(ｲ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　0	(ｲ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　0
(ﾛ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝ ベースライン　－｛接続供給電力量　×　1／（1－損失率（~~31~~〔損失率〕に定める損失率といたします。））｝	(ﾛ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝ ベースライン　－｛接続供給電力量　×　1／（1－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。））｝
(ﾊ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合	(ﾊ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量 ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。） 需要抑制量調整受電電力量　＝ $\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$ ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。 (15) 需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。 (16) 需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。 (17) ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が 1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して 1 ベースラインといたします。 (18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。	ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。） 需要抑制量調整受電電力量　＝ $\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$ ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。 (15) 需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。 (16) 需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。 (17) ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が 1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して 1 ベースラインといたします。 (18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。 (ｲ) (2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。 (ｲ) (2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(ﾛ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。	(ﾛ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合	a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合
b　~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施したとき。	b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施したとき。
c　~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。	c　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。
d　~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。	d　39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。
(ﾊ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。	(ﾊ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。
a　~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	a　39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値	(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（~~38~~〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
b　ファーム電源に対して，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（~~38~~〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	b　ファーム電源に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指	(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および ~~38~~（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
d　~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制	d　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 e　~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝	を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 e　39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量に~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量－39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。	(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。
発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝ 発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝ 発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは ~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは 39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝ 発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝ 発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
(20) 接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量	(20) 接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量
(21) 接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量	(21) 接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量
(22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量	(22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋接続供給電力量／｛1－損失率（~~31~~〔損失率〕に定める損失率といたします。)｝ －ベースライン (23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量 (24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。 (25) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。 (26) ~~27~~（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。 (27) 15（供給および契約の単位）(1)において，1 需要場所または 1 発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における 30 分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ 30 分ごとに合計することがあります。 (28) その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 (29) 計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合	＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋接続供給電力量／｛1－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。)｝ －ベースライン (23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量 (24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。 (25) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。 (26) 28（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。 (27) 15（供給および契約の単位）(1)において，1 需要場所または 1 発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における 30 分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ 30 分ごとに合計することがあります。 (28) その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 (29) 計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
には，電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その 1 月の電力量の合計が計量できている場合で，30 分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30 分ごとの電力量は，原則として，別表 9（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。	計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その 1 月の電力量の合計が計量できている場合で，30 分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30 分ごとの電力量は，原則として，別表 9（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。
~~31~~　損　失　率 この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。 低圧で供給する場合　8.5 パーセント 高圧で供給する場合　5.2 パーセント 特別高圧で供給する場合　1.9 パーセント	**32　損　失　率** この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。 低圧で供給する場合　8.5 パーセント 高圧で供給する場合　5.2 パーセント 特別高圧で供給する場合　1.9 パーセント
~~32~~　料金の算定 (1) 送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「1 月」として算定いたします。 イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合 ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合 ~~ハ~~　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合 ~~ニ~~　~~28~~（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5 日を上回り，または下回るとき。 ~~ホ~~　~~28~~（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5 日を上回り，または下回るとき。 (2) 当社は，(1)ロ，ハ，~~ニまたは~~ホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金~~および~~ピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。 イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合	**33　料金の算定** (1) 送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「1 月」として算定いたします。 イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合 ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合 ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合 ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合 ホ　29（料金の算定期間）(1)イまたは(2)イの場合で，それぞれ供給側検針期間または受電側検針期間の日数がその供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5 日を上回り，または下回るとき。 ヘ　29（料金の算定期間）(1)ロまたは(2)ロの場合で，それぞれ供給側計量期間または受電側計量期間の日数がその供給側計量期間または受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5 日を上回り，または下回るとき。 (2) 当社は，(1)ロ，ハ，ニ，ホまたはへの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。 イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
1月の該当料金×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$ ただし，(1)~~ニまたは~~ホに該当する場合は， 1月の該当料金×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ といたします。	1月の該当料金×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$ ただし，(1)ホまたはへに該当する場合は， 1月の該当料金×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ といたします。
ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合 1月の該当割引額×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$ ただし，(1)~~ニまたは~~ホに該当する場合は， 1月の該当割引額×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ といたします。	ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合 1月の該当割引額×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$ ただし，(1)ホまたはへに該当する場合は， 1月の該当割引額×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ といたします。
(3) (1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)~~ハ~~の場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。	(3) (1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。
	(4) (1)ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。
(4) 契約者が供給地点を新たに設定し，~~また~~は供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。	(5) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。
イ　供給地点を新たに設定した場合 供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。	イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。
ロ　供給地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。	ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。
(~~5~~) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または~~30~~（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。	(6) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。
(~~6~~) ~~28~~（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，~~また~~は供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，計量日といたします。	(7) 29（料金の算定期間）(1)ロまたは(2)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
	間または受電側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。
(~~7~~) 契約者が供給地点を新たに設定し，~~または~~供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点を新たに設定した場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 ロ　供給地点を消滅させる場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	(8) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。
(~~8~~) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。 イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。 ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。	(9) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。 イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。 ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。
(~~9~~) 供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。	(10) 供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。
33　支払義務の発生および支払期日 (1) 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生いたします。 (~~2~~) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，~~30~~（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。 (~~3~~) (1)の日程等別料金または(~~2~~)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	**34　支払義務の発生および支払期日** (1) 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。 (2) 系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。 (3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日以降に実際に検針を行なった場合，31（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。 (4) (1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
イ　~~54~~（解約等）(1)により解約となった場合	イ　55（解約等）(1)により解約となった場合
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合
ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合	ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合
ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合	ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合
ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合	ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合
ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合	ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合
(4) 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。	(5) 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。
イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，~~当社への~~支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から 7 日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から 7 日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。 なお，(~~3~~)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。 なお，(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。
(~~5~~) 当社は，(~~2~~)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	(6) 当社は，(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
~~34~~　料金その他の支払方法	**35　料金その他の支払方法**
(1) 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。	(1) 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。
イ　契約者の料金および工事費負担金その他については，そのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。	イ　契約者の料金および工事費負担金その他については，そのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，原則として，契約者の負担といたします。
ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。	ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント(閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。)の延滞利息を契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。	ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント(閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。)の延滞利息を契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。
ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。	(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。
イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。	イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，原則として，発電契約者の負担といたします。
ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。	ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。
ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント(閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。)の延滞利息を発電契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。	ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント(閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。)の延滞利息を発電契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。
ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
	(3) 発電者の料金その他の支払方法は，次によります。
	イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。 なお，引き渡しにともなう費用は，原則として，発電契約者の負担といたします。
	ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，原則として，発電者の負担といたします。 (ｲ) 発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合 (ﾛ) 発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。 (ﾊ) その他当社が必要と認めた場合
	ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。 (ｲ) イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。 (ﾛ) ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。
	ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント(閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。)の延滞利息を発電者から申し受けます。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
	なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。 ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，原則として，発電者の負担といたします。
(3) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。 ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (4) 当社の料金の支払方法は，次によります。 イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。 なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。 ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。 ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。 なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。	(4) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，原則として，需要抑制契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。 ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (5) 当社の料金の支払方法は，次によります。 イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。 なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。 ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。 ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。 なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。
35　保　証　金 (1) 契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けてい	**36　保　証　金** (1) 契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けてい

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
ただきます。 (ｲ)　料金の支払いの延滞があった場合 (ﾛ)　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，~~30~~（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または~~30~~（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，~~39~~（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。 (ﾊ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合 ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。 ハ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。 ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。 ホ　当社は，保証金について利息を付しません。 ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。 (2) 発電契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。 ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。 ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は，保証金について利息を付しません。 ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。 ~~(3)~~ 需要抑制契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしく	ただきます。 (ｲ) 料金の支払いの延滞があった場合 (ﾛ) 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，40（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。 (ﾊ) 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合 ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。 ハ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。 ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。 ホ　当社は，保証金について利息を付しません。 ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。 (2) 発電契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。 ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。 ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は，保証金について利息を付しません。 ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。 (3) 発電者の場合は，次によります。 イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。 ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。 ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は，保証金について利息を付しません。 ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。 (4) 需要抑制契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしく

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
は再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。 ロ　保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。 ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は，保証金について利息を付しません。 ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	は再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。 ロ　保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。 ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は，保証金について利息を付しません。 ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
~~36~~　連 帯 責 任 1 接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。	**37　連 帯 責 任** 1 接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。
Ⅴ　供　　給 **~~37~~　託送供給等の実施** (1) 接続供給の場合 イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。 (ｲ) 契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が 30 分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。 (ﾛ) 契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。 ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。 ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。 ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。 ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。 ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。 ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需	**Ⅴ　供　　給** **38　託送供給等の実施** (1) 接続供給の場合 イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。 (ｲ) 契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が 30 分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。 (ﾛ) 契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。 ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。 ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。 ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。 ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。 ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。 ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお，当社は，~~38~~（給電指令の実施等）および~~75~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。	要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお，当社は，39（給電指令の実施等）および76（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。
(2) 振替供給の場合	(2) 振替供給の場合
イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
(3) 発電量調整供給の場合	(3) 発電量調整供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
(ｲ) 発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。	(ｲ) 発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
(ﾛ) 発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。	(ﾛ) 発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。
ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。
ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。 なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。	ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。 なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。
チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
なお，当社は，~~38~~（給電指令の実施等）および~~75~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。 (4) 需要抑制量調整供給の場合 イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。 (ｲ) 需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。 (ﾛ) 需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。 ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。 ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。 ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。 ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。 ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	なお，当社は，39（給電指令の実施等）および 76（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。 (4) 需要抑制量調整供給の場合 イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。 (ｲ) 需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。 (ﾛ) 需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。 ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。 ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。 ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。 ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。 ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
~~38~~　給電指令の実施等 (1) 当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，~~37~~（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 (2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合 ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合 ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，	**39　給電指令の実施等** (1) 当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 (2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合 ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合 ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
原子力発電，地熱発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合	原子力発電，地熱発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合
ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。	ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。
ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。	ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。	ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合	ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合
(3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。	(3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。
(4) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。	(4) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。
(5) 当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	(5) 当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
(6) 当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	(6) 当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
~~(7) 当社は，(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，そ~~	

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
~~の原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。~~ ~~イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき~~ ~~(イ) 割引の対象~~ ~~電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。~~ ~~(ロ) 割　引　率~~ ~~1月中の制限し，または中止した延べ日数1日ごとに4パーセントといたします。~~ ~~(ハ) 制限または中止延べ日数の計算~~ ~~延べ日数は，1日のうち延べ1時間以上制限し，または中止した日を1日として計算いたします。~~ ~~ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合~~ ~~(イ) 割引の対象~~ ~~当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。~~ ~~(ロ) 割　引　率~~ ~~1月中の制限し，または中止した延べ時間数1時間ごとに0.2パーセントといたします。~~ ~~(ハ) 制限または中止延べ時間数の計算~~ ~~延べ時間数は，1回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，1時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。~~ ~~なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。~~ ~~（算　式）~~ ~~a　接続供給電力を制限した場合~~ $H' = H \times \frac{D - d}{D}$ ~~H'＝修正時間~~ ~~H　＝制限時間~~ ~~D　＝当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力~~ ~~d　＝制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値~~ ~~b　接続供給電力量を制限した場合~~ $H' = H \times \frac{A - B}{A}$ ~~H'＝修正時間~~	

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
~~Ｈ　＝　制限時間~~ ~~Ａ　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量~~ ~~Ｂ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量~~ ~~ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。~~	(7) 当社は，(2)イ，ロ，ホ，ヘ，トまたは(3)によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，(2)ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または(2)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が 500 キロワット未満となるとき。 (ｲ) 割引の対象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。 (ﾛ) 割　引　率 1 月中の制限し，または中止した延べ日数 1 日ごとに 4 パーセントといたします。 (ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，1 日のうち延べ 1 時間以上制限し，または中止した日を 1 日として計算いたします。 ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合 (ｲ) 割引の対象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。 (ﾛ) 割　引　率 1 月中の制限し，または中止した延べ時間数 1 時間ごとに 0.2 パーセントといたします。 (ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，1 回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，1 時間未満の端数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　式） ａ　発電量調整受電電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D-d}{\quad}$

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
	D H’＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 D ＝ 当該受電地点の同時最大受電電力 d ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値 b　発電量調整受電電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A-B}{A}$ H’＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 A ＝ 制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量 B ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量 c　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。
(8) (7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が~~契約者~~に 3 日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1 月につき 1 日を限って計算に入れません。 ~~なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に 3 日前までにお知らせしたことをもって契約者に 3 日前までにお知らせしたものとみなします。~~	(8) (7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に 3 日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1 月につき 1 日を限って計算に入れません。
	(9) 当社は，(2)または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。
(~~9~~) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合~~には~~，~~(7)および(8)に準じて割引を行ない~~料金~~を算定いたします~~。 (~~10~~) 当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－1 電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	(10) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。 (11) 当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－1 電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
~~39~~　適正契約の保持等 (1) 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (3) 当社は，~~30~~（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），~~30~~（電力および電力量の算定）(22)	**40　適正契約の保持等** (1) 当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (3) 当社は，31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）(22)

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または~~30~~（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。	もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。
~~40~~　契約超過金 (1) 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。 　なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。	**41　契約超過金** (1) 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。 　なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。 (2) 発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。 　なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。 イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 (ｲ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 　その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。 (ﾛ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 　その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 (ｲ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 　発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (ﾛ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 　発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
	電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力1キロワットとみなします。 (ｲ) 臨時接続送電サービス契約電力1キロワット (ﾛ) 接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流 10 アンペア ただし，接続送電サービス契約電流が5アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。 (ﾊ) 接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量1キロボルトアンペア (ﾆ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）1キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。 (ﾎ) 附則4（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力1キロワット (3) 契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。 イ　契約者の場合 契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。 ロ　発電者の場合 同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。
~~(2) 契約超過金は，~~契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。	
41　力率の保持 (1) 低圧で供給する場合 イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については 90 パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。 ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 なお，進相用コンデンサは，別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。	**42　力率の保持** (1) 低圧で供給する場合 イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については 90 パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。 ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 なお，進相用コンデンサは，別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
(2) 高圧または特別高圧で供給する場合 イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として 85 パーセント以上に保持していただきます。 なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。 ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。 なお，この場合の当該供給地点の 1 月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。	(2) 高圧または特別高圧で供給する場合 イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として 85 パーセント以上に保持していただきます。 なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。 ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。 なお，この場合の当該供給地点の 1 月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (1) 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査 (2) ~~75~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 (3) 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認 (4) 計量器の検針または計量値の確認 (5) ~~44~~（託送供給等の停止），~~52~~（契約の廃止）または ~~54~~（解約等）により必要な処置 (6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約~~および~~発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物に~~かかわ~~る保安の確認に必要な業務	**43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施** 当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (1) 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査 (2) 76（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 (3) 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認 (4) 計量器の検針または計量値の確認 (5) 45（託送供給等の停止），53（契約の廃止）または 55（解約等）により必要な処置 (6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物に係る保安の確認に必要な業務
43　託送供給等にともなう協力 (1) 発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。 イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合 ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合 ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合 ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合 (2) 発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。	**44　託送供給等にともなう協力** (1) 発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。 イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合 ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合 ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合 ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合 (2) 発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。	なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。
44　託送供給等の停止 (1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合 ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合 ハ　~~61~~（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合 (2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合 ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，~~または~~電気を使用された場合 ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合 ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。 ホ　~~42~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合 ヘ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合 (3) 契約者~~または~~発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~発電契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合 ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合 ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合 ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合 ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは 19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。） (4) 発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 (5) (1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。	**45　託送供給等の停止** (1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合 ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合 ハ　62（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合 (2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合 ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合 ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合 ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。 ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合 ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合 (3) 契約者，発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合 ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合 ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合 ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合 ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは 19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。） (4) 発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 (5) (1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。	なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。
45　託送供給等の停止の解除 ~~44~~（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。	**46　託送供給等の停止の解除** 45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。
46　託送供給の停止期間中の料金 ~~44~~（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を ~~32~~（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。	**47　託送供給等の停止期間中の料金** 45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を 33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。
~~47~~　違　約　金 (1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の 3 倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。 イ　1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　~~44~~（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合 (2) (1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3) 不正に使用した期間が確認できない場合は，6 月以内で当社が決定した期間といたします。	**48　違　約　金** (1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の 3 倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。 イ　1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　45（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合 (2) (1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3) 不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，6 月以内で当社が決定した期間といたします。
48　損害賠償の免責 (1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，~~38~~（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (2) ~~44~~（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または ~~54~~（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (3) ~~44~~（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または ~~54~~（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が ~~54~~（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (4) 当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償	**49　損害賠償の免責** (1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (2) 45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 55（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (3) 45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または 55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が 55（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (4) 当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
の責めを負いません。	の責めを負いません。
~~49~~　設備の賠償 契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。 (1) 修理可能の場合 修理費 (2) 亡失または修理不可能の場合 帳簿価額と取替工費との合計額	**50　設備の賠償** 契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。 (1) 修理可能の場合 修理費 (2) 亡失または修理不可能の場合 帳簿価額と取替工費との合計額
Ⅵ　契約の変更および終了	**Ⅵ　契約の変更および終了**
~~50~~　契約の変更 (1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。	**51　契約の変更** (1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。
(2) 契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。	(2) 契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。 ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。
イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。	イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。
ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。 (ｲ) 当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。 (ﾛ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。	ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。 (ｲ) 当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。 (ﾛ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。
(3) 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。 イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただ	(3) 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。 イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただ

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
し，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。 　また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。 ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。 ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。 (4) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 　なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	し，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。 　また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。 ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。 ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。 (4) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 　なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~51~~　名義の変更 　合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者~~または~~発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約~~または~~当該発電量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)~~チ~~に定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。	**52　名義の変更** 　合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。
~~52~~　契約の廃止 (1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。	**53　契約の廃止** (1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。	あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。
	(2) 当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。
~~(2)~~ 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，~~54~~（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。	(3) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ　当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。
	(4) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~(3)~~ 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	(5) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~53~~　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 (1) 次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。 イ　接続供給の場合 (イ) 低圧で供給する場合	**54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算** (1) 次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。 イ　接続供給の場合 (イ) 低圧で供給する場合

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，~~72~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。	a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。
b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，~~72~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。	b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。
c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，a および b にかかわらず精算いたしません。	c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，a および b にかかわらず精算いたしません。
d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，a，b および c に準ずるものといたします。	d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，a，b および c に準ずるものといたします。
(ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合	(ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合
a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，~~72~~（臨時工事費）の臨時	a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。	工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。
b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，~~72~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。	b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。
(ﾊ) 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降1年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) cにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) cにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。	(ﾊ) 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降1年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) cにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) cにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。
ロ　発電量調整供給の場合 (ｲ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。 (ﾛ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	ロ　発電量調整供給の場合 (ｲ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。 (ﾛ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が1年以上になる場合には，1年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。 なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に1年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。	(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が1年以上になる場合には，1年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。 なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に1年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。
(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。	(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
54　解　約　等	**55　解　約　等**
(1) 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	(1) 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~なお，~~この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。
また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。	また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。
イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合	イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合
(ｲ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	(ｲ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
	(ﾛ) 発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。
(~~ﾛ~~) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	(ﾊ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
(~~ﾊ~~) 料金以外の債務を支払われない場合	(ﾆ) 料金以外の債務を支払われない場合
	(ﾎ) 当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合
ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき	ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。
(ｲ) 8（契約の要件）を欠くに至った場合	(ｲ) 8（契約の要件）を欠くに至った場合
(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき	(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき	(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき	(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき	(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。
(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合	(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合
(ﾄ) その他この約款に反した場合	(ﾄ) その他この約款に反した場合
(2) 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。	(2) 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。
この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は	この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
変更され，または消滅するものといたします。	変更され，または消滅するものといたします。 (3) 発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。 (4) 発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。 なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 (5) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~55~~　契約消滅後の債権債務関係 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。	**56　契約消滅後の債権債務関係** 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**
~~56~~　受電地点，供給地点および施設 (1) 受 電 地 点 イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。 ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。 (ｲ) 山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合 (ﾛ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合 (ﾊ) 1 建物内の 2 以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。	**57　受電地点，供給地点および施設** (1) 受 電 地 点 イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。 ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。 (ｲ) 山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合 (ﾛ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合 (ﾊ) 1 建物内の 2 以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
(ﾆ) ~~58~~（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合 (ﾎ) その他特別の事情がある場合 (2) 供 給 地 点 イ　接続供給の場合 (ｲ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。 (ﾛ) 供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。 a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合 b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合 c　1建物内の2以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 d　~~58~~（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合 e　その他特別の事情がある場合 ロ　振替供給の場合 供給地点は，会社間連系点といたします。 (3) 受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。 なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。 (4) 付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。 (5) 特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，1受電地点または1供給地点といたします。	(ﾆ) 59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合 (ﾎ) その他特別の事情がある場合 (2) 供 給 地 点 イ　接続供給の場合 (ｲ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。 (ﾛ) 供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。 a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合 b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合 c　1建物内の2以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 d　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合 e　その他特別の事情がある場合 ロ　振替供給の場合 供給地点は，会社間連系点といたします。 (3) 受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。 なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。 (4) 付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。 (5) 特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，1受電地点または1供給地点といたします。
~~57~~　架空引込線 (1) 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。 (2) 引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 (3) 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契	**58　架空引込線** (1) 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。 (2) 引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 (3) 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。 (4) 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。 (5) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。 イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。 ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。	約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。 (4) 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。 (5) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。 イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。 ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。
~~58~~　地中引込線 (1) 架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。 イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点 ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点 なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。 (2) (1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。 イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が 50 メートル程度以内の場所 ロ　建物の 3 階以下にある場所 ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所 (3) 地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のため	**59　地中引込線** (1) 架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。 イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点 ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点 なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。 (2) (1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。 イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が 50 メートル程度以内の場所 ロ　建物の 3 階以下にある場所 ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所 (3) 地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のため

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
に施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。 なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。 イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。） ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール ハ　その他イまたはロに準ずる設備 (4) 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，~~66~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または ~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。	に施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。 なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。 イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。） ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール ハ　その他イまたはロに準ずる設備 (4) 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。
~~59~~　連接引込線等 (1) 当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（1 発電場所または 1 需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。 なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。 (2) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。 イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。 ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。	**60　連接引込線等** (1) 当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（1 発電場所または 1 需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。 なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。 (2) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。 イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。 ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。
~~60~~　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 中高層集合住宅等の場合で，1 建物内の 2 以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による 1 引込みで電気を受電または供給いたします。 なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の 2 次側接続点までは，当社が施設いたします。	**61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法** 中高層集合住宅等の場合で，1 建物内の 2 以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による 1 引込みで電気を受電または供給いたします。 なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の 2 次側接続点までは，当社が施設いたします。
~~61~~　引込線の接続 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。	**62　引込線の接続** 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
なお，次の場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。 (1) 契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置変更工事を行なう場合 (2) 契約者または発電契約者の希望によって当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との切離しまたは再接続工事を行なう場合	なお，次の場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。 (1) 契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置変更工事を行なう場合 (2) 契約者または発電契約者の希望によって当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との切離しまたは再接続工事を行なう場合
~~62~~　計量器等の取付け (1) 料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の 2 次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。 イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の 2 次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。 ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は ~~67~~（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。 (2) 計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。 (3) 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。 (4) 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。 (5) 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。 (6) 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。	**63　計量器等の取付け** (1) 料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の 2 次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。 イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の 2 次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。 ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は 68（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。 (2) 計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。 (3) 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。 (4) 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。 (5) 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。 (6) 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。
~~63~~　通信設備等の施設 (1) 給電指令上必要な通信設備等は，当社の所有とし，工事費負担金として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。 (2) 通信設備等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。	**64　通信設備等の施設** (1) 給電指令上必要な通信設備等は，当社の所有とし，工事費負担金として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。 (2) 通信設備等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
なお，通信設備等の施設場所については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。 (3) 契約者または発電契約者の希望によって，通信設備等の施設場所を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。 (4) 系統連系技術要件に定めるＮ－1 電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。 なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。	なお，通信設備等の施設場所については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。 (3) 契約者または発電契約者の希望によって，通信設備等の施設場所を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。 (4) 系統連系技術要件に定めるＮ－1 電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。 なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。
~~64~~　専用供給設備 (1) 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については ~~66~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については ~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。 イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合 ロ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）の場合 ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合 (2) (1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（1 次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。 (3) (2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。 (4) (1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。 (5) 当社は，供給設備を 2 以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。 イ　2 以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。 ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合	**65　専用供給設備** (1) 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については 67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。 イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合 ロ　44（託送供給等にともなう協力）の場合 ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合 (2) (1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（1 次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。 (3) (2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。 (4) (1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。 (5) 当社は，供給設備を 2 以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。 イ　2 以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。 ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合
~~65~~　電流制限器等の取付け (1) 需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。 (2) 電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。 (3) 契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工	**66　電流制限器等の取付け** (1) 需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。 (2) 電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。 (3) 契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。	事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。
Ⅷ　工事費の負担	**Ⅷ　工事費の負担**
~~66~~　受電地点への供給設備の工事費負担金 (1) 受電側接続設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 14（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。 (2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (ｲ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合 d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合 また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 (ﾛ) ~~64~~（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，~~64~~（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 a　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款(2015 年 12 月 18 日付け 20150731 資第 41 号認可。)	**67**　受電地点への供給設備の工事費負担金 (1) 受電側接続設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 14（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。 (2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (ｲ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合 d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合 また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 (ﾛ) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 a　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款(2015 年 12 月 18 日付け 20150731 資第 41 号認可。)

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)a ただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。 b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，aにかかわらず，次の金額	65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)a ただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。 b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，aにかかわらず，次の金額
新増加契約受電電力1キロワットにつき　3,850円00銭	新増加契約受電電力1キロワットにつき　3,850円00銭
ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，~~64~~（専用供給設備）(2)によるものといたします。	ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，~~61~~（引込線の接続），~~62~~（計量器等の取付け）または~~63~~（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(5) 工事費の算定 (1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。 (イ) 標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 (ロ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (ハ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ニ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	(5) 工事費の算定 (1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。 (イ) 標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 (ロ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (ハ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ニ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
(ホ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。 (ヘ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。 ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (イ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ロ) 管路等を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$ ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。 ホ　(2)イ(ハ)の場合，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。 ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。 (6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，2 以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。 イ　2 以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または 2 以上の発電契約者のうち 1 の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による 1 申込みとみなして算定いたします。 ロ　2 以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。 (7) 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。	(ホ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。 (ヘ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。 ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (イ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ロ) 管路等を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$ ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。 ホ　(2)イ(ハ)の場合，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。 ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。 (6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，2 以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。 イ　2 以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または 2 以上の発電契約者のうち 1 の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による 1 申込みとみなして算定いたします。 ロ　2 以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。 (7) 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。
~~67~~　**受電用計量器等の工事費負担金** 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その	**68**　**受電用計量器等の工事費負担金** 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その

託送供給等約款　新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施</th><th>託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）</th></tr>
<tr><td>付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。</td><td>付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。</td></tr>
<tr><td>~~68~~　会社間連系設備の工事費負担金
契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。</td><td><u>69</u>　会社間連系設備の工事費負担金
契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。</td></tr>
<tr><td>~~69~~　供給地点への供給設備の工事費負担金
(1) 供給側接続設備の工事費負担金
イ　低圧または高圧で供給する場合
(ｲ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は 1,000 メートル，地中の場合は 150 メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。
<table>
<tr><th>区　分</th><th>単　位</th><th>金　額</th></tr>
<tr><td>架空供給側接続設備の場合</td><td>超過こう長 1 メートルにつき</td><td>3,410 円 00 銭</td></tr>
<tr><td>地中供給側接続設備の場合</td><td>超過こう長 1 メートルにつき</td><td>27,720 円 00 銭</td></tr>
</table>
なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の 60 パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の 20 パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。
(ﾛ) 2 以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。
a　2 以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。
b　2 以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除して~~得~~た値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。
(ﾊ) 架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。
a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。
b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長と</td><td><u>70</u>　供給地点への供給設備の工事費負担金
(1) 供給側接続設備の工事費負担金
イ　低圧または高圧で供給する場合
(ｲ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は 1,000 メートル，地中の場合は 150 メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。
<table>
<tr><th>区　分</th><th>単　位</th><th>金　額</th></tr>
<tr><td>架空供給側接続設備の場合</td><td>超過こう長 1 メートルにつき</td><td>3,410 円 00 銭</td></tr>
<tr><td>地中供給側接続設備の場合</td><td>超過こう長 1 メートルにつき</td><td>27,720 円 00 銭</td></tr>
</table>
なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の 60 パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の 20 パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。
(ﾛ) 2 以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。
a　2 以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。
b　2 以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除して<u>え</u>た値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。
(ﾊ) 架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。
a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。
b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長と</td></tr>
</table>

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
いたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。	いたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。
架空供給側接続設備の超過こう長 ＝ 架空供給側接続設備の工事こう長 － ｛地中供給側接続設備の無償こう長 － 地中供給側接続設備の工事こう長｝ × 架空供給側接続設備の無償こう長 ／ 地中供給側接続設備の無償こう長	架空供給側接続設備の超過こう長 ＝ 架空供給側接続設備の工事こう長 － ｛地中供給側接続設備の無償こう長 － 地中供給側接続設備の工事こう長｝ × 架空供給側接続設備の無償こう長 ／ 地中供給側接続設備の無償こう長
ロ　特別高圧で供給する場合	ロ　特別高圧で供給する場合
(ｲ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。	(ｲ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。
ａ　工　事　費	ａ　工　事　費
(a) 架空供給側接続設備の場合　（工事こう長100メートル当たり）	(a) 架空供給側接続設備の場合　（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力 1キロワットにつき	標準電圧　30,000ボルトで供給する場合	352円00銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	176円00銭
	標準電圧　140,000ボルトで供給する場合	88円00銭

新増加接続送電サービス契約電力 1キロワットにつき	標準電圧　30,000ボルトで供給する場合	352円00銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	176円00銭
	標準電圧　140,000ボルトで供給する場合	88円00銭

なお，標準電圧30,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。
(b) 地中供給側接続設備の場合　（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力 1キロワットにつき	標準電圧　30,000ボルトで供給する場合	649円00銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	550円00銭
	標準電圧　140,000ボルトで供給する場合	220円00銭

新増加接続送電サービス契約電力 1キロワットにつき	標準電圧　30,000ボルトで供給する場合	649円00銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	550円00銭
	標準電圧　140,000ボルトで供給する場合	220円00銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。
(c) スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(b)にかかわらず，別表15（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。 なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として3回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の2次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。
ｂ　当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	5,500円00銭

新増加接続送電サービス契約電力 1キロワットにつき	標準電圧　30,000ボルトで供給する場合	352円00銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	176円00銭
	標準電圧　140,000ボルトで供給する場合	88円00銭

なお，標準電圧30,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。
(b) 地中供給側接続設備の場合　（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力 1キロワットにつき	標準電圧　30,000ボルトで供給する場合	649円00銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	550円00銭
	標準電圧　140,000ボルトで供給する場合	220円00銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。
(c) スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(b)にかかわらず，別表15（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。 なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として3回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の2次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。
ｂ　当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	5,500円00銭

(ﾛ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後3年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。
ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生

(ﾛ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後3年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。
ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。	じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。
ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。	ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。
(ｲ) 供給側接続設備 供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（特別高圧の送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。	(ｲ) 供給側接続設備 供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（特別高圧の送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。
(ﾛ) 供 給 地 点 会社間連系点以外の供給地点をいいます。	(ﾛ) 供 給 地 点 会社間連系点以外の供給地点をいいます。
(ﾊ) 工事こう長 標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。 なお，単位は，1メートルとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。	(ﾊ) 工事こう長 標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。 なお，単位は，1メートルとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。
ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。	ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。
(ｲ) 電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量	(ｲ) 電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量
(ﾛ) 契約電力	(ﾛ) 契約電力
(ﾊ) 契約電流	(ﾊ) 契約電流
(ﾆ) 契約容量	(ﾆ) 契約容量
なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。	なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。
また，供給電気方式を交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。	また，供給電気方式を交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。
ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。	ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。
(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金	(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
(ｲ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，	(ｲ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　標準設計による供給側接続設備以外の設備により供給設備を施設する場合 c　その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合 また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。	次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　標準設計による供給側接続設備以外の設備により供給設備を施設する場合 c　その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合 また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。
(ﾛ) 架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，aまたはbの金額 a　標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 b　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第4条第7項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，aにかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額	(ﾛ) 架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，aまたはbの金額 a　標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 b　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第4条第7項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，aにかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額
(ﾊ) ~~64~~（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，~~64~~（専用供給設備）(2)によるものといたします。	(ﾊ) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。
ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，~~64~~（専用供給設備）(2)によるものといたします。	ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，~~61~~（引込線の接続），~~62~~（計量器等の取付け），~~63~~（通信設備等の施設）または~~65~~（電流制限器等の取付け）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 ロ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け），64（通信設備等の施設）または66（電流制限器等の取付け）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
(4) 工事費の算定 (2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し	(4) 工事費の算定 (2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また，算定にあたっては，次のとおりといたします。 (ｲ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (ﾛ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾊ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾆ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。 (ﾎ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。 (ﾍ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，~~72~~（臨時工事費）に準じて算定いたします。	引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また，算定にあたっては，次のとおりといたします。 (ｲ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (ﾛ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾊ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾆ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。 (ﾎ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。 (ﾍ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，73（臨時工事費）に準じて算定いたします。
ﾛ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，ｲに準じて算定いたします。	ﾛ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，ｲに準じて算定いたします。
ﾊ　(2)ｲ(ｲ)または(ﾛ)aに該当し，かつ，その工事費を(1)ｲ(ｲ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，ｲおよびﾛにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)ｲ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。	ﾊ　(2)ｲ(ｲ)または(ﾛ)aに該当し，かつ，その工事費を(1)ｲ(ｲ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，ｲおよびﾛにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)ｲ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。
ﾆ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合 工事費×$\frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合 工事費×$\frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数−予備孔数}}$	ﾆ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合 工事費×$\frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合 工事費×$\frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数−予備孔数}}$
ﾎ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後3年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，(1)ﾛ(ｲ) aに準じて算定いたします。	ﾎ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後3年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，(1)ﾛ(ｲ) aに準じて算定いたします。
ﾍ　(2)ﾛの場合の工事費は，次のとおりといたします。 (ｲ) 高圧で供給する場合 (1)ｲ(ｲ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，ｲまたはﾛにかかわらず，その工事費を(1)ｲ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。	ﾍ　(2)ﾛの場合の工事費は，次のとおりといたします。 (ｲ) 高圧で供給する場合 (1)ｲ(ｲ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，ｲまたはﾛにかかわらず，その工事費を(1)ｲ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
(ﾛ) 特別高圧で供給する場合 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。 なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。 ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。 チ　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。	(ﾛ) 特別高圧で供給する場合 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。 なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。 ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。 チ　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。
~~70~~　工事費負担金の申受けおよび精算 (1) 当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。 なお，9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。 (2) 工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。 イ　~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。 (ｲ) 設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が5パーセントをこえる場合 (ﾛ) その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合 ロ　~~66~~（受電地点への供給設備の工事費負担金），~~67~~（受電用計量器等の工事費負担金），~~68~~（会社間連系設備の工事費負担金），~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（~~69~~〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および ~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。 (ｲ) 低圧または高圧で受電または供給する場合 a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が5パーセントをこえる場合 b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。） c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合 (ﾛ) 特別高圧で受電または供給する場合 原則としてすべての場合 (3) 当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設	**71　工事費負担金の申受けおよび精算** (1) 当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。 なお，9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。 (2) 工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。 イ　70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。 (ｲ) 設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が5パーセントをこえる場合 (ﾛ) その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合 ロ　67（受電地点への供給設備の工事費負担金），68（受電用計量器等の工事費負担金），69（会社間連系設備の工事費負担金），70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。 (ｲ) 低圧または高圧で受電または供給する場合 a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が5パーセントをこえる場合 b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。） c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合 (ﾛ) 特別高圧で受電または供給する場合 原則としてすべての場合 (3) 当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後3年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって2以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。	備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後3年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって2以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。
(4) 当社は，~~66~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後3年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって2以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。	(4) 当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後3年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって2以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。
(5) 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。 なお，その変更が供給設備の使用開始後 10 年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。	(5) 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。 なお，その変更が供給設備の使用開始後 10 年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。
(6) 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として1年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について2以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される ~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。 また，工事費負担金契約書（~~73~~〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。	(6) 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として1年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について2以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。 また，工事費負担金契約書（74〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。
~~71~~　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け (1) 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。 なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。 (2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更され	**72　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け** (1) 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。 なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。 (2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更され

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
る場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。 なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。 また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。	る場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。 なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。 また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。
~~72~~　臨時工事費 (1) 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。 なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の 95 パーセント，その他の設備についてはその価額の 50 パーセントといたします。 また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間 1 月（1 月未満は，1 月といたします。）につきその価額の 1 パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。 (2) 臨時工事費を申し受ける場合は，~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。 (3) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。 (4) 臨時工事費の精算は，~~70~~（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。	**73　臨時工事費** (1) 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。 なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の 95 パーセント，その他の設備についてはその価額の 50 パーセントといたします。 また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間 1 月（1 月未満は，1 月といたします。）につきその価額の 1 パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。 (2) 臨時工事費を申し受ける場合は，70（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。 (3) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。 (4) 臨時工事費の精算は，71（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。
~~73~~　工事費等に関する契約書の作成 当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。	**74　工事費等に関する契約書の作成** 当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。
Ⅸ　保　　安	**Ⅸ　保　　安**
~~74~~　保安の責任 当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。	**75　保安の責任** 当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。
~~75~~　保安等に対する発電者および需要者の協力 (1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。 イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合 ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備	**76　保安等に対する発電者および需要者の協力** (1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。 イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合 ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合 (2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。 (3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。 (4) 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。	に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合 (2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。 (3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。 (4) 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。
~~76~~　調　　査 (1) 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。 なお，需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (2) 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。 イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定 ロ　接地抵抗値の測定 ハ　点検 (3) 当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。 なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書により，原則として調査時に行ないます。	**77　調　　査** (1) 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。 なお，需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (2) 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。 イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定 ロ　接地抵抗値の測定 ハ　点検 (3) 当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。 なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書により，原則として調査時に行ないます。
~~77~~　調査等の委託 (1) 当社は，~~76~~（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 (2) 当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。	**78　調査等の委託** (1) 当社は，77（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 (2) 当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。
~~78~~　調査に対する需要者の協力 (1) 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。 (2) 当社は，~~76~~（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。	**79　調査に対する需要者の協力** (1) 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。 (2) 当社は，77（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。
~~79~~　検査または工事の受託 (1) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。 (2) (1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。 (3) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。	**80　検査または工事の受託** (1) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。 (2) (1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。 (3) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
(4) (3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。	(4) (3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。
~~80~~　自家用電気工作物 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。 (1) ~~76~~（調査） (2) ~~77~~（調査等の委託） (3) ~~78~~（調査に対する需要者の協力） (4) ~~79~~（検査または工事の受託）	**81　自家用電気工作物** 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。 (1) 77（調査） (2) 78（調査等の委託） (3) 79（調査に対する需要者の協力） (4) 80（検査または工事の受託）
附　　則	**附　　則**
1　実 施 期 日 この約款は，~~2023年12月27日~~から実施いたします。	**1　実 施 期 日** この約款は，2024年4月1日から実施いたします。
4　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置 (1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1) 適 用 範 囲 イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 (ｲ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。） (ﾛ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。） ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等に~~従~~って揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。 (2) 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ1年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，(ﾆ)ｃ，(ﾎ)ｃ，(ﾍ)ｃ，(ﾄ)ｃ，ロ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，ハ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃもしくは(ﾊ)ｃ，または，20（臨時接続送	**4　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置** (1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1) 適 用 範 囲 イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 (ｲ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。） (ﾛ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。） ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等に<u>したが</u>って揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。 (2) 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ1年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，(ﾆ)ｃ，(ﾎ)ｃ，(ﾍ)ｃ，(ﾄ)ｃ，ロ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，ハ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃもしくは(ﾊ)ｃ，または，20（臨時接続送

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
電サービス）(3)イ(ﾛ) c，(ﾆ) c，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。 　なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，1 年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。 イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量 (ｲ) 接続供給課金対象電力 当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10 アンペアを 1 キロワットと，1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。 接続供給課金対象電力 ＝ 揚水最大電力等 × 揚水等損失率 ＋ その他最大電力等 (ﾛ) 接続供給課金対象電力量 当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。 接続供給課金対象電力量 ＝ 揚水等接続供給電力量 × 揚水等損失率 ＋ その他接続供給電力量 ロ　1 年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力 高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ハ　そ　の　他 (ｲ) 19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。 (ﾛ) 20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。 (ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。 (3) 電力および電力量の算定	電サービス）(3)イ(ﾛ) c，(ﾆ) c，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。 　なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，1 年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。 イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量 (ｲ) 接続供給課金対象電力 当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10 アンペアを 1 キロワットと，1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。 接続供給課金対象電力 ＝ 揚水最大電力等 × 揚水等損失率 ＋ その他最大電力等 (ﾛ) 接続供給課金対象電力量 当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。 接続供給課金対象電力量 ＝ 揚水等接続供給電力量 × 揚水等損失率 ＋ その他接続供給電力量 ロ　1 年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力 高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ハ　そ　の　他 (ｲ) 19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。 (ﾛ) 20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。 (ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。 (3) 電力および電力量の算定

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。	当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。
イ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における 30 分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	イ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における 30 分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，~~30~~（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量	ロ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量
ハ　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，~~30~~（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。	ハ　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 (4) 計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については，~~62~~（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。 (5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，~~29~~（計量）および附則 7（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。	接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 (4) 計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。 (5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則 7（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。
5　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） (1) 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 (2) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，~~50~~（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。 (4) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。 (5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が 2016 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 3 項第 5 号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措	**5　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）** (1) 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 (2) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，51（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。 (4) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。 (5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が 2016 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 3 項第 5 号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
置法施行規則第14条第8号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	置法施行規則第14条第8号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　8（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。	イ　8（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。
ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，~~25~~（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，~~25~~（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，~~38~~（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 この場合，~~25~~（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ~~25~~（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごと	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごと

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
の発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。	の発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(ｲ) ~~28~~（料金の算定期間）	(ｲ) 29（料金の算定期間）
(ﾛ) ~~32~~（料金の算定）	(ﾛ) 33（料金の算定）
(ﾊ) ~~33~~（支払義務の発生および支払期日）	(ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ) ~~34~~（料金その他の支払方法）	(ﾆ) 35（料金その他の支払方法）
(ﾎ) ~~35~~（保証金）	(ﾎ) 36（保証金）
(ﾍ) ~~47~~（違約金）	(ﾍ) 48（違約金）
(ﾄ) ~~54~~（解約等）	(ﾄ) 55（解約等）
ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後1年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後1年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後1年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後1年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。	イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。
ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額の	ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額の

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
その1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	その1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(ｲ) ~~28~~（料金の算定期間）	(ｲ) 29（料金の算定期間）
(ﾛ) ~~32~~（料金の算定）	(ﾛ) 33（料金の算定）
(ﾊ) ~~33~~（支払義務の発生および支払期日）	(ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ) ~~34~~（料金その他の支払方法）	(ﾆ) 35（料金その他の支払方法）
(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。	(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。
イ　適　　用	イ　適　　用
次のいずれかに該当する場合に適用いたします。	次のいずれかに該当する場合に適用いたします。
(ｲ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合	(ｲ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合
(ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合	(ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合
ロ　供給および契約の単位	ロ　供給および契約の単位
当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，1発電場所につ~~き，~~1電気方式，1引込，2計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，1発電場所について1系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，1電気方式，1引込，2計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　計　　量	ハ　計　　量
当社は，~~29~~（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
ニ　~~37~~（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。	ニ　38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。
ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。	ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。
なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。	なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。
(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。
イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマ	イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマ

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
ス発電設備の受電地点で 30 分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30 分ごとに算定いたします。 ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，~~37~~（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。 ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された 30 分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る 30 分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。 (9) その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。	ス発電設備の受電地点で 30 分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30 分ごとに算定いたします。 ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。 ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された 30 分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る 30 分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。 (9) その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。
6　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置	**6　離島についての特別措置** (1) 系統連系受電サービス料金 電気事業法第 2 条第 1 項第 8 号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は，22（系統連系受電サービス）(3)イにかかわらず，次のとおりといたします。 系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき：特別高圧系統のある離島（新潟県　佐渡島）　80円83銭 系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき：特別高圧系統のない離島（山形県　飛島，新潟県　粟島）　80円80銭
~~(1)~~ 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 ~~電気事業法第 2 条第 1 項第 8 号イに定める離島（以下「離島」といいます。）~~における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，~~23~~（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，~~25~~（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。 1 キロワット時につき：57 円 74 銭 ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。 ~~(2)~~ 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，~~23~~（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または ~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。	(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。 1 キロワット時につき：57 円 74 銭 ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。 (3) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または 25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
1 キロワット時につき　23 円 33 銭	1 キロワット時につき　23 円 33 銭
7　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，~~29~~（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として 3 パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	**7　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い** 発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として 3 パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。
8　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置 (1) 低圧で供給する場合で，30 分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの供給条件については，次のとおりといたします。 イ　移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量 その 1 月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における 30 分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 ロ　移行期間において料金の変更があった場合の 30 分ごとの接続供給電力量 ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)，(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。 この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。 ハ　接続送電サービス契約電力 契約者が 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。 (2) 発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの 30 分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。	**8　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置** (1) 低圧で供給する場合で，30 分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの供給条件については，次のとおりといたします。 イ　移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量 その 1 月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における 30 分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 ロ　移行期間において料金の変更があった場合の 30 分ごとの接続供給電力量 ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)，(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。 この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。 ハ　接続送電サービス契約電力 契約者が 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。 (2) 発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの 30 分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。 なお，高圧または特別高圧で受電する場合の最大連系電力等は，原則として，発電量調整受電電力の最大値といたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
9　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置 (1) 1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，~~30~~(電力および電力量の算定) (18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，~~30~~（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 (2) 1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における 30 分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において 30 分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値とみなします。	**9　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置** (1) 1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31(電力および電力量の算定) (18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 (2) 1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における 30 分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31 (電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において 30 分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値とみなします。
10　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第 4 条第 1 項に定める旧特定供給者に該当する場合で，~~38~~（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，~~48~~（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。	**10　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）** 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第 4 条第 1 項に定める旧特定供給者に該当する場合で，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，49（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。
12　受電地点への供給設備の工事費負担金（電源接続案件募集プロセス） 2以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合であって，発電契約者ごとの共用部分の工事費を電源接続案件募集プロセスにおける入札等によって算定するときは，~~66~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）(6)ロにかかわらず，当該入札等において算定された金額を，発電契約者ごとの共用部分の工事費といたします。	**12　受電地点への供給設備の工事費負担金（電源接続案件募集プロセス）** 2 以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合であって，発電契約者ごとの共用部分の工事費を電源接続案件募集プロセスにおける入札等によって算定するときは，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(6)ロにかかわらず，当該入札等において算定された金額を，発電契約者ごとの共用部分の工事費といたします。
13　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合の費用の申受け（電源接続案件募集プロセス） 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等で，発電契約者との間で電源接続案件募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定めるときは，~~71~~（供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け）(2)ただし書にかかわらず，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。	**13　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合の費用の申受け（電源接続案件募集プロセス）** 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等で，発電契約者との間で電源接続案件募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定めるときは，72（供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け）(2)ただし書にかかわらず，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。
14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 (1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適用範囲	**14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置** (1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適用範囲

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (ｲ) 軽負荷期（毎年4月1日から5月31日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，4月30日，5月1日および5月2日の午前8時から午後4時までの時間 (ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出 (ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に~~かか~~る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。 (ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。 ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその1月の最大需要電力等は，その1月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その1月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。 ホ　その他 (ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 (ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。 (2) 1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置 イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前8時から午後4時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前8時から午後4時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定された	契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (ｲ) 軽負荷期（毎年4月1日から5月31日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，4月30日，5月1日および5月2日の午前8時から午後4時までの時間 (ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出 (ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。 (ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。 ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその1月の最大需要電力等は，その1月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その1月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。 ホ　その他 (ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 (ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。 (2) 1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置 イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前8時から午後4時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前8時から午後4時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定された

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
ピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ﾊ) 1年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後1年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 (ﾆ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後1年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。	ピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ﾊ) 1年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後1年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 (ﾆ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後1年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。
ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，1 年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ﾊ) 1 年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，1 年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ﾊ) 1 年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 ハ　附則 4（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則 4（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロ~~もしくは~~イ(ﾛ)~~または~~ロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 ハ　附則 4（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則 4（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロ<u>または</u>イ(ﾛ)<u>もしくは</u>ロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が 2023 年 1 月 31 日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が 2023 年 3 月 31 日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，~~25~~（給電指令時補給電力）(2)ニ，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。	**16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置** <u>39</u>（給電指令の実施等）(2)への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が 2023 年 1 月 31 日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が 2023 年 3 月 31 日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，<u>26</u>（給電指令時補給電力）(2)ニ，<u>31</u>（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
17　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第 27 条の 12 の 11 第 1 項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第 27 条の 12 の 11 第 2 項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1) 代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　4（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，1 接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ	**17　バランシンググループの設定に係る特別措置** 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第 27 条の 12 の 11 第 1 項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第 27 条の 12 の 11 第 2 項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1) 代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　4（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，1 接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。	選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。
ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて 1 需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。	ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて 1 需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。
(2) 契約の要件	(2) 契約の要件
需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，8（契約の要件）~~(3)~~イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。	需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，8（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。
イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。	イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。
(ｲ) 需要抑制量（1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）	(ｲ) 需要抑制量（1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）
(ﾛ) 需要抑制の実施頻度および時期	(ﾛ) 需要抑制の実施頻度および時期
ロ　イによってえられた 100 キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。	ロ　イによってえられた 100 キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。
ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。	ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。
ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。	ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。
ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。	ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。
(3) 供給および契約の単位	(3) 供給および契約の単位
イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。	イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。
ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（~~30~~〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。	ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
(4) 料　　金	(4) 料　　金
イ　発電量調整受電計画差対応電力	イ　発電量調整受電計画差対応電力
発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ) 適　　用	(ｲ) 適　　用
発電バランシンググループにおいて，~~38~~(給電指令の実施等)(5)~~または~~(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	発電バランシンググループにおいて，39(給電指令の実施等)(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力	(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力
a　発電量調整受電計画差対応補給電力	a　発電量調整受電計画差対応補給電力
(a) 適 用 範 囲	(a) 適 用 範 囲
30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金	(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金
発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。
(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価	(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価
発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
b　発電量調整受電計画差対応余剰電力	b　発電量調整受電計画差対応余剰電力
(a) 適 用 範 囲	(a) 適 用 範 囲
30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金	(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。
(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価	(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応電力	ロ　接続対象計画差対応電力
需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，~~23~~（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ) 適　　用	(ｲ) 適　　用
~~38~~（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ) 接続対象計画差対応電力	(ﾛ) 接続対象計画差対応電力
a　接続対象計画差対応補給電力	a　接続対象計画差対応補給電力
(a) 適 用 範 囲	(a) 適 用 範 囲

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b　接続対象計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入	30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b　接続対象計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
する電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	する電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，~~25~~（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適 用 範 囲 ~~38~~（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより 30 分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 (ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適 用 範 囲 ~~38~~（給電指令の実施等）(5)~~または~~(6)~~もしくは~~配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより 30 分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されていると	ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適 用 範 囲 39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより 30 分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 (ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適 用 範 囲 39（給電指令の実施等）(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより 30 分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されていると

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
きの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等~~もしくは~~ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	きの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
(5) 電力および電力量の算定	(5) 電力および電力量の算定
イ　発電量調整受電計画電力	イ　発電量調整受電計画電力
発電量調整受電計画電力は，~~30~~（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
ロ　発電量調整受電計画電力量	ロ　発電量調整受電計画電力量
発電量調整受電計画電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。），発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。），発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
ハ　接続対象計画電力	ハ　接続対象計画電力
接続対象計画電力は，~~30~~（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
ニ　接続対象計画電力量	ニ　接続対象計画電力量
接続対象計画電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。	接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力	ホ　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電計画電力は，~~30~~（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量	ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量
需要抑制量調整受電計画電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。	需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
ト　ベースライン ベースラインは，~~30~~（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，1 接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	ト　ベースライン ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，1 接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。 (ｲ) 30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。 (ｲ) 30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施したとき。 c　~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d　~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。	(ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施したとき。 c　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d　39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。
(ﾊ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。	(ﾊ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
a　当社または配電事業者が ~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	a　当社または配電事業者が 39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量 －39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および ~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合	(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
d　当社または配電事業者が ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および ~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業	d　当社または配電事業者が 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 e　当社または配電事業者が ~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および ~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給	者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 e　当社または配電事業者が 39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは ~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは 39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝ 発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量 ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量 ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量 ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電	実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝ 発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量 ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量 ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量 ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として~~30~~（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋接続供給電力量／｛1－損失率(~~31~~〔損失率〕に定める損失率といたします。)｝ －ベースライン	力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋接続供給電力量／｛1－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。)｝ －ベースライン
ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量	ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量
(6) 託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。 (7) 解　約　等	(6) 託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。 (7) 解　約　等

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，~~54~~（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。
イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(~~3~~)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合	イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合
ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）	(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）
イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が 2016 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が 2016 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
(ｲ) 発電量調整供給に係る料金は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	(ｲ) 発電量調整供給に係る料金は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
(ﾛ) インバランスリスク料は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電	(ﾛ) インバランスリスク料は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。	事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。
(ﾊ) 当社は，附則5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	(ﾊ) 当社は，附則5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
(ﾆ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。	(ﾆ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
(9) ~~発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等~~についての特別措置	(9) 離島についての特別措置
イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 　離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) a (c)，(4)ロ(ﾛ) a (c)，(4)ハ(ﾛ) a (c)または(4)ニ(ｲ) dもしくは(4)ニ(ﾛ) dにかかわらず，次のとおりといたします。	イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 　離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) a (c)，(4)ロ(ﾛ) a (c)，(4)ハ(ﾛ) a (c)または(4)ニ(ｲ) dもしくは(4)ニ(ﾛ) dにかかわらず，次のとおりといたします。
1キロワット時につき　57円74銭	1キロワット時につき　57円74銭
ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。	ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。
ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 　離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) b (c)，(4)ロ(ﾛ) b (c)または(4)ハ(ﾛ) b (c)にかかわらず，次のとおりといたします。	ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 　離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) b (c)，(4)ロ(ﾛ) b (c)または(4)ハ(ﾛ) b (c)にかかわらず，次のとおりといたします。
1キロワット時につき　23円33銭	1キロワット時につき　23円33銭
(10) 給電指令時補給電力料金に係る特別措置 　~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，(4)ニ(ﾛ) d，(5)チおよび(5)リにおいて，当該発電設備等をファーム電源とし	(10) 給電指令時補給電力料金に係る特別措置 　39（給電指令の実施等）(2)への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，(4)ニ(ﾛ) d，(5)チおよび(5)リにおいて，当該発電設備等をファーム電源とし

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
て取り扱います。 (11) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	て取り扱います。 (11) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
~~18~~　近接性評価割引額の算定についての特別措置 ~~(1) 契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。~~ ~~イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。~~ ~~ロ　契約者が，附則 17（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則 17（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。~~ ~~ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則 17〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。~~ ~~(2) 契約者が，附則 17（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則 17（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。~~	
~~19~~　Ｎ－1 電制の実施についての特別措置 (1) 当社は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）(~~10~~)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 13 条の 3 の 4 に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 (2) 当社は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）(~~10~~)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第 3 条第 2 項または第 8 条第 1 項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1	**18**　Ｎ－1 電制の実施についての特別措置 (1) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 13 条の 3 の 4 に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 (2) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第 3 条第 2 項または第 8 条第 1 項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。 (3) 当社は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）(~~10~~)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 4 にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。 (3) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 4 にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
	19　系統連系受電サービス等についての特別措置 (1) 発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに 41（契約超過金）(2)ロおよびにハに準じて定めます。 なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび 41（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。 また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，1 月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。 イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (イ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 (ロ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 (ハ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅し

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
	た場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 ロ　イ(イ)，(ロ)または(ハ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。 当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 4 条の 2 第 2 項第 9 号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。） なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (2) (1)の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。 なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。 また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 (3) 発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が 10 キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が 10 キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　低圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を 2 倍した値が 10 未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で記録型計量器により計量された 30 分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が 10 キロワット未満のとき。 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。 ロ　低圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を 2 倍した値が 10 以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で記録型計量器により計量された 30 分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が 10 キロワット以

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
	上のとき。 (ｲ) 22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10 キロワットを同時最大受電電力とみなします。 (ﾛ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力が 10 キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。 a　41（契約超過金）(2)イ(ｲ)またはロ(ｲ)における契約超過受電電力の算定上，10 キロワットを同時最大受電電力とみなします。 b　41（契約超過金）(2)イ(ﾛ)またはロ(ﾛ)における契約超過受電電力の算定上，10 キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。 (4) 契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適 用 範 囲 原則として，2024 年 3 月 31 日までに再生可能エネルギー特別措置法第 9 条第 4 項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第 7 条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。 ロ　系統連系受電サービス料金等 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。 なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。 (ｲ) 系統連系受電課金対象電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則 5（発電

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
	量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (ﾛ)　発電量調整受電電力量 a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。 b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第2条の2第1項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。 なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。 (ﾊ)　契約超過受電電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その1月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その1月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 (a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その1月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
	契約超過受電電力は，その 1 月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 (5) 揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。 イ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。 ロ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合 発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。 (6) 発電設備等に係る供給地点において最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。 イ　18（料金）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。 ロ　22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または 41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，次のとおりといたします。 (ｲ) 当社との電気の需給契約において，定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が 400 ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。 (ﾛ) 当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が 400 ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。 (ﾊ) 当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給契約における契約電流を接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流とみなし，当社との電気の需給契約における契約容量を接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量とみなし，当社との電気の需給契約における臨時電灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。 ハ（給電指令の実施等）(7)において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。 ニ　53（契約の廃止）(4)または 55（解約等）(5)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。 (7) 2024 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハ

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
	といたします。 イ　近接性評価地域 次の地域を近接性評価地域といたします。 <table><tr><th>県</th><th>市町村</th></tr><tr><td>青森県</td><td>青森市，弘前市，八戸市，三沢市，南津軽郡藤崎町，同郡田舎館村，北津軽郡板柳町，同郡鶴田町，上北郡六ヶ所村，同郡おいらせ町</td></tr><tr><td>岩手県</td><td>盛岡市，大船渡市，北上市，滝沢市，紫波郡矢巾町，胆沢郡金ケ崎町</td></tr><tr><td>秋田県</td><td>潟上市，南秋田郡八郎潟町，同郡井川町</td></tr><tr><td>宮城県</td><td>仙台市，石巻市，塩竈市，名取市，角田市，多賀城市，岩沼市，東松島市，大崎市，富谷市，柴田郡大河原町，同郡村田町，同郡柴田町，亘理郡亘理町，同郡山元町，宮城郡松島町，同郡利府町，黒川郡大和町，同郡大郷町，同郡大衡村，遠田郡涌谷町，同郡美里町</td></tr><tr><td>山形県</td><td>山形市，米沢市，新庄市，寒河江市，天童市，東根市，南陽市，東村山郡中山町，西村山郡河北町，東田川郡三川町</td></tr><tr><td>福島県</td><td>福島市，会津若松市，郡山市，白河市，須賀川市，相馬市，二本松市，伊達市，本宮市，伊達郡桑折町，同郡国見町，岩瀬郡鏡石町，耶麻郡磐梯町，河沼郡湯川村，西白河郡西郷村，同郡泉崎村，同郡中島村，同郡矢吹町，東白川郡棚倉町，石川郡玉川村，田村郡三春町</td></tr><tr><td>新潟県</td><td>新潟市，長岡市，三条市，柏崎市，新発田市，小千谷市，加茂市，見附市，燕市，上越市，阿賀野市，西蒲原郡弥彦村，南蒲原郡田上町，刈羽郡刈羽村</td></tr></table>ロ　受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－2 およびＢ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－2 およびＢ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。 ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。
	20　2025年3月31日までの給電指令の実施等についての特別措置 この約款実施の日から2025年3月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，39（給電指令の実施等）(9)または(10)にかかわらず，次のとおりといたします。 (1) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。 (ｲ) 割引の対象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
	定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。 (ﾛ) 割　引　率 1月中の制限し，または中止した延べ日数1日ごとに4パーセントといたします。 (ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，1日のうち延べ1時間以上制限し，または中止した日を1日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 (ｲ) 割引の対象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。 (ﾛ) 割　引　率 1月中の制限し，または中止した延べ時間数1時間ごとに0.2パーセントといたします。 (ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，1回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，1時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　式） a　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ H’＝　修正時間 H　＝　制限時間 D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A-B}{A}$ H’＝　修正時間 H　＝　制限時間 A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量 B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。 (2) (1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に3日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1月につき1日を限って計算に入れません。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に3日前までにお知らせしたことをもって契約者に3日前までにお知らせしたものとみなします。

託送供給等約款　新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施</th><th>託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）</th></tr>
<tr><td></td><td>(3) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。</td></tr>
<tr><td></td><td>21　料金についての切替措置
2024 年 4 月 1 日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。
なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における 2024 年 4 月 1 日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。</td></tr>
<tr><td>別　　表

2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定
(1) 近接性評価地域
次の地域を近接性評価地域といたします。
<table><tr><th>県</th><th>市町村</th></tr><tr><td>青森県</td><td>青森市，弘前市，八戸市，三沢市，南津軽郡藤崎町，同郡田舎館村，北津軽郡板柳町，同郡鶴田町，上北郡六ヶ所村，同郡おいらせ町</td></tr><tr><td>岩手県</td><td>盛岡市，大船渡市，北上市，滝沢市，紫波郡矢巾町，胆沢郡金ケ崎町</td></tr><tr><td>秋田県</td><td>潟上市，南秋田郡八郎潟町，同郡井川町</td></tr><tr><td>宮城県</td><td>仙台市，石巻市，塩竈市，名取市，角田市，多賀城市，岩沼市，東松島市，大崎市，富谷市，柴田郡大河原町，同郡村田町，同郡柴田町，亘理郡亘理町，同郡山元町，宮城郡松島町，同郡利府町，黒川郡大和町，同郡大郷町，同郡大衡村，遠田郡涌谷町，同郡美里町</td></tr><tr><td>山形県</td><td>山形市，米沢市，新庄市，寒河江市，天童市，東根市，南陽市，東村山郡中山町，西村山郡河北町，東田川郡三川町</td></tr><tr><td>福島県</td><td>福島市，会津若松市，郡山市，白河市，須賀川市，相馬市，二本松市，伊達市，本宮市，伊達郡桑折町，同郡国見町，岩瀬郡鏡石町，耶麻郡磐梯町，河沼郡湯川村，西白河郡西郷村，同郡泉崎村，同郡中島村，同郡矢吹町，東白川郡棚倉町，石川郡玉川村，田村郡三春町</td></tr><tr><td>新潟県</td><td>新潟市，長岡市，三条市，柏崎市，新発田市，小千谷市，加茂市，見附市，燕市，上越市，阿賀野市，西蒲原郡弥彦村，南蒲原郡田上町，刈羽郡刈羽村</td></tr></table>なお，2016 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価地域に含めるものといたします。
<table><tr><th>県</th><th>市町村</th></tr><tr><td>山形県</td><td>鶴岡市，酒田市，上山市，村山市，長井市，尾花沢市，東村山郡山辺町，西村山郡西川町，同郡朝日町，同郡大江町，北村山郡大石田町，最上郡金山町，同郡最上町，同郡舟形町，同郡真室川町，同郡大蔵村，同郡鮭川村，同郡戸沢村，東置賜郡高畠町，同郡川西町，西置賜郡小国町，同郡白鷹町，同郡飯豊町，東田川郡庄内町，飽海郡遊佐町</td></tr></table>また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。
(2) 近接性評価割引額の算定</td><td>別　　表</td></tr>
</table>

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
~~イ　近接性評価割引単価~~ ~~近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。~~ ~~1 キロワット時につき　受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合　55 銭~~ ~~受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえ 140,000 ボルト以下の場合　44 銭~~ ~~受電電圧が標準電圧 140,000 ボルトをこえる場合　22 銭~~ ~~ただし，2016 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧 140,000 ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。~~ ~~ロ　近接性評価割引電力量~~ ~~(イ) 近接性評価割引電力量は，次の a および b にもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を 30 分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。~~ ~~a　発電バランシンググループごとの電力量は，30 分ごとに次の算式により算定いたします。~~ ~~当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量 ＝ 当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値 ／ 当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値~~ ~~b　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係る a の電力量の算定上，その 30 分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値 ＝ 当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量 ／ 当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量~~ ~~(ロ) 契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(イ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~(イ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 ＝ 接続対象計画電力量 ／ 契約者が調達する電力量~~ ~~(ハ) 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(イ)および(ロ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~(イ)および(ロ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 ＝ 接続対象電力量 ／ 接続対象計画電力量~~ ~~ハ　近接性評価割引額~~ ~~近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに 30 分ごとの近接性評価割引電力量のその 1 月（毎月 1 日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。~~	
	2　系統設備効率化割引の対象変電所等

託送供給等約款　新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施</th><th>託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）</th></tr>
<tr><td></td><td>(1) 系統設備効率化割引の対象変電所等
次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。
<table>
<tr><th>割引区分</th><th>割引対象変電所等</th></tr>
<tr><td>Ａ－1</td><td>米沢変電所，福島変電所，東福島変電所，須賀川変電所，南相馬変電所，新地変電所</td></tr>
<tr><td>Ａ－2</td><td>西仙台変電所，西山形変電所，いわき変電所，北新潟変電所，新潟変電所，中越変電所，新岡部変電所，東群馬変電所，新富山変電所</td></tr>
<tr><td>Ａ－3</td><td>東花巻変電所，宮城変電所，宮城中央変電所，名取変電所，新庄変電所，本名変電所，越後開閉所</td></tr>
<tr><td>Ｂ－1</td><td>五ツ橋変電所，土樋変電所，柳町通変電所，榴岡変電所，堤通変電所，加茂変電所，東三条変電所，保内変電所，加茂郷変電所，向燕変電所，北三条変電所，東燕変電所，西三条変電所，栄変電所，見附変電所，栃尾変電所，長岡変電所，城岡変電所，蓮潟変電所，大手変電所，北長岡変電所，西見附変電所，宮内町変電所</td></tr>
<tr><td>Ｂ－2</td><td>瀬辺地変電所，石江変電所，岡町変電所，泉野変電所，浪打変電所，浪岡変電所，黒石変電所，新町野変電所，田代変電所，南津軽変電所，弘前城東変電所，東弘前変電所，桔梗野変電所，大鰐変電所，岩木川変電所，北弘前変電所，北津軽変電所，板柳変電所，弘前変電所，木造変電所，滝渕発電所，深浦変電所，松神発電所，五所川原変電所，金木変電所，尾駮変電所，白糠変電所，大湊変電所，仲崎変電所，大畑変電所，東通変電所，三本松変電所，小湊変電所，小中野変電所，法量発電所，堤町変電所，三戸変電所，小中島発電所，浦町変電所，沖館変電所，青森本町変電所，二戸変電所，福岡発電所，沼宮内変電所，葛巻変電所，西通変電所，盛岡中央変電所，高松変電所，青山変電所，長田町変電所，巣子変電所，東盛岡変電所，仙北町変電所，松園変電所，岩手滝沢変電所，葛根田第二発電所，都南変電所，矢巾変電所，花巻変電所，飯豊変電所，柳原変電所，川尻変電所，耳取変電所，日高変電所，常盤変電所，江刺変電所，河原町変電所，山目変電所，岩泉変電所，普代変電所，本銅変電所，千徳変電所，東宮古変電所，山田変電所，大槌変電所，大船渡変電所，下船渡変電所，釜石変電所，立根変電所，大平変電所，大館変電所，釈迦内変電所，毛馬内変電所，花輪変電所，桂変電所，能代東変電所，二ツ井変電所，八郎潟変電所，土崎変電所，山王変電所，大川反変電所，南通変電所，広小路変電所，御所野変電所，手形変電所，牛島変電所，川添変電所，大仙変電所，角館変電所，生保内発電所，先達発電所，境変電所，大曲変電所，千畑変電所，郷内発電所，本荘変電所，鳥海川第一発電所，岩谷変電所，西馬音内変電所，沼館変電所，美入野変電所，横手変電所，羽後増田変電所，東成瀬変電所，湯沢変電所，横堀変電所，滝ノ原発電所，花京院変電所，旭ヶ丘変電所，勾当台変電所，沼辺変電所，遠刈田発電所，福田町変電所，卸町変電所，長町変電所，南小泉変電所，鍋田変電所，八木山変電所，西多賀変電所，高舘変電所，あすと長町変電所，中田変電所，増田変電所，大町変電所，広瀬通変電所，仙台本町変電所，三居沢発電所，仙台港変電所，多賀城変電所，塩釜築港変電所，塩釜変電所，大日変電所，新浜変電所，仙台変電所（66 キロボルトと 6 キロボルトを連系する設備），鶴ヶ谷変電所，小鶴新</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）	
	Ｂ－2	田変電所，苦竹変電所，荒巻変電所，七北田変電所，古川変電所，陸前大幡変電所，陸前山下変電所，女川変電所，石巻湊変電所，渡波変電所，松岩変電所，鹿折変電所，明通変電所，中山変電所，泉変電所，鳥越変電所，真室川変電所，新庄十日町変電所，戸沢変電所，大石田変電所，尾花沢変電所，楯岡変電所，神町変電所，東根変電所，寒河江陵西変電所，谷地変電所，沼山発電所，寒河江変電所，長崎変電所，栄町通変電所，宮宿変電所，古館変電所，鮎貝変電所，城南変電所，宮町変電所，あかねヶ丘変電所，谷柏変電所，桜田変電所，大野目変電所，松波変電所，本町通変電所，天童変電所，久野本変電所，宮内変電所，長井変電所，石岡変電所，高畠変電所，小松変電所，飯豊町変電所，花沢変電所，東酒田変電所，南酒田変電所，余目変電所，浜中変電所，酒田北港変電所，北酒田変電所，北鶴岡変電所，鶴岡変電所，藤島変電所，大山変電所，西鶴岡変電所，温海変電所，新落合発電所，梵字川発電所，小国変電所，他者の所有する変電所（山形県鶴岡市），西福島変電所，清水変電所，栄町変電所，板谷変電所，腰浜変電所，鎌田変電所，伊達変電所，大熊変電所，久保田変電所，本宮南変電所，細沼変電所，諏訪変電所，郡山駅前変電所，久留米変電所，平大町変電所，東平変電所，北小名浜変電所，喜多方変電所，岩月変電所，神指変電所，河東変電所，門田変電所，本郷変電所，鶴沼川発電所，田島変電所，八総変電所，内川発電所，城東変電所，坂下変電所，小林変電所，野沢変電所，桧ノ原変電所，坂町変電所，荒川変電所，村上変電所，神林変電所，勝木変電所，黒川北変電所，中条変電所，鷹の巣発電所，北新発田変電所，東港変電所，新発田変電所，松浦変電所，飯豊川第一発電所，飯豊川第二発電所，松浜変電所，葛塚変電所，水原変電所，新崎変電所，三川変電所，津川変電所，安田変電所，小須戸変電所，白根変電所，五泉変電所，木越変電所，早出発電所，東新津変電所，亀田変電所，川根変電所，中新潟変電所，藤見変電所，山の下変電所，大形変電所，沼垂変電所，寄居浜変電所，本町変電所，白山変電所，万代変電所，西新潟変電所，幸町変電所，笹口変電所，紫竹変電所，鳥屋野変電所，女池変電所，大野変電所，内野変電所，関屋変電所，亀貝変電所，巻変電所，岩室変電所，西川変電所，燕変電所，吉田変電所，地蔵堂変電所，小関変電所，桐島変電所，東栃尾変電所，南長岡変電所，来迎寺変電所，小千谷変電所，堀之内変電所，小出変電所，日吉変電所，才津変電所，比角変電所，柏崎変電所，茨目変電所，魚沼変電所，十日町変電所，東小千谷変電所，南十日町変電所，浦佐変電所，五十沢発電所，城内変電所，薮神発電所，上条発電所，大割野変電所，宮野原発電所，松代変電所，越後湯沢変電所，石打変電所，越後中里変電所，神立変電所，塩沢変電所，六日町変電所，登川発電所，直江津変電所，春日山変電所，高田変電所，稲田変電所，新井変電所，関山変電所，和田変電所，妙高変電所，潟町変電所，南川変電所，虫川変電所，東直江津変電所，能生変電所，糸魚川変電所，早川発電所，田海変電所，親不知変電所，佐渡変電所，相川変電所，相川火力発電所，高千変電所，金沢変電所，両津変電所，羽茂変電所，新潟変電所（154 キロボルトと 6 キロボルトを連系する設備），新飯田変電所，下田変電
	Ｂ－2	

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
	所，小国町変電所，大所変電所，浅貝変電所，飯山変電所

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として2028年4月1日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として5年ごとに見直しを行なうものといたします。

(2) 系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ　(1)の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として2028年4月1日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として5年ごとに見直しを行なうものといたします。

また，2024年3月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，(1)の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ　2024年4月1日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間 1 回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－1	Ａ－1，Ａ－2，Ａ－3 または割引対象外	Ａ－1
Ａ－2	Ａ－1	Ａ－1
	Ａ－2，Ａ－3または割引対象外	Ａ－2
Ａ－3	Ａ－1	Ａ－1
	Ａ－2	Ａ－2
	Ａ－3または割引対象外	Ａ－3
Ｂ－1	Ｂ－1，Ｂ－2または割引対象外	Ｂ－1

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
	<table><tr><td rowspan="2">Ｂ－2</td><td>Ｂ－1</td><td>Ｂ－1</td></tr><tr><td>Ｂ－2または割引対象外</td><td>Ｂ－2</td></tr></table>
5　離島ユニバーサルサービス調整 (1) 離島ユニバーサルサービス調整額の算定 イ　離島平均燃料価格 原油換算値 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。 なお，離島平均燃料価格は，100 円単位とし，100 円未満の端数は，10 円の位で四捨五入いたします。 離島平均燃料価格＝Ａ×α Ａ＝各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格 α＝1.0000 なお，各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格の単位は，1 円とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 ロ　離島基準燃料価格 原油換算値 1 キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300 円といたします。 ハ　離島調整上限燃料価格 原油換算値 1 キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000 円といたします。 ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価 離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。 なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，1 銭とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (ｲ) 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合 離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝(離島基準燃料価格－離島平均燃料価格) × (2)の離島基準単価 / 1,000 (ﾛ) 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合 離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝(離島平均燃料価格－離島基準燃料価格) × (2)の離島基準単価 / 1,000 (ﾊ) 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合 離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。 離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝(離島調整上限燃料価格－離島基準燃料価格) × (2)の離島基準単価 / 1,000	**5　離島ユニバーサルサービス調整** (1) 離島ユニバーサルサービス調整額の算定 イ　離島平均燃料価格 原油換算値 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。 なお，離島平均燃料価格は，100 円単位とし，100 円未満の端数は，10 円の位で四捨五入いたします。 離島平均燃料価格＝Ａ×α Ａ＝各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格 α＝1.0000 なお，各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格の単位は，1 円とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 ロ　離島基準燃料価格 原油換算値 1 キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300 円といたします。 ハ　離島調整上限燃料価格 原油換算値 1 キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000 円といたします。 ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価 離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。 なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，1 銭とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。 (ｲ) 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合 離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝(離島基準燃料価格－離島平均燃料価格) × (2)の離島基準単価 / 1,000 (ﾛ) 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合 離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝(離島平均燃料価格－離島基準燃料価格) × (2)の離島基準単価 / 1,000 (ﾊ) 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合 離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。 離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝(離島調整上限燃料価格－離島基準燃料価格) × (2)の離島基準単価 / 1,000

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施

ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に~~かかる~~電気に適用いたします。

(ｲ) 各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年 1 月 1 日から 3 月 31 日までの期間	その年の 5 月の検針日から 6 月の検針日の前日までの期間
毎年 2 月 1 日から 4 月 30 日までの期間	その年の 6 月の検針日から 7 月の検針日の前日までの期間
毎年 3 月 1 日から 5 月 31 日までの期間	その年の 7 月の検針日から 8 月の検針日の前日までの期間
毎年 4 月 1 日から 6 月 30 日までの期間	その年の 8 月の検針日から 9 月の検針日の前日までの期間
毎年 5 月 1 日から 7 月 31 日までの期間	その年の 9 月の検針日から 10 月の検針日の前日までの期間
毎年 6 月 1 日から 8 月 31 日までの期間	その年の 10 月の検針日から 11 月の検針日の前日までの期間
毎年 7 月 1 日から 9 月 30 日までの期間	その年の 11 月の検針日から 12 月の検針日の前日までの期間
毎年 8 月 1 日から 10 月 31 日までの期間	その年の 12 月の検針日から翌年の 1 月の検針日の前日までの期間
毎年 9 月 1 日から 11 月 30 日までの期間	翌年の 1 月の検針日から 2 月の検針日の前日までの期間
毎年 10 月 1 日から 12 月 31 日までの期間	翌年の 2 月の検針日から 3 月の検針日の前日までの期間
毎年 11 月 1 日から翌年の 1 月 31 日までの期間	翌年の 3 月の検針日から 4 月の検針日の前日までの期間
毎年 12 月 1 日から翌年の 2 月 28 日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の 2 月 29 日までの期間）	翌年の 4 月の検針日から 5 月の検針日の前日までの期間

(ﾛ) 記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ﾊ) 定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(ｲ)にいう検針日は，応当日といたします。

託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）

ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に係る電気に適用いたします。

(ｲ) 各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年 1 月 1 日から 3 月 31 日までの期間	その年の 5 月の検針日から 6 月の検針日の前日までの期間
毎年 2 月 1 日から 4 月 30 日までの期間	その年の 6 月の検針日から 7 月の検針日の前日までの期間
毎年 3 月 1 日から 5 月 31 日までの期間	その年の 7 月の検針日から 8 月の検針日の前日までの期間
毎年 4 月 1 日から 6 月 30 日までの期間	その年の 8 月の検針日から 9 月の検針日の前日までの期間
毎年 5 月 1 日から 7 月 31 日までの期間	その年の 9 月の検針日から 10 月の検針日の前日までの期間
毎年 6 月 1 日から 8 月 31 日までの期間	その年の 10 月の検針日から 11 月の検針日の前日までの期間
毎年 7 月 1 日から 9 月 30 日までの期間	その年の 11 月の検針日から 12 月の検針日の前日までの期間
毎年 8 月 1 日から 10 月 31 日までの期間	その年の 12 月の検針日から翌年の 1 月の検針日の前日までの期間
毎年 9 月 1 日から 11 月 30 日までの期間	翌年の 1 月の検針日から 2 月の検針日の前日までの期間
毎年 10 月 1 日から 12 月 31 日までの期間	翌年の 2 月の検針日から 3 月の検針日の前日までの期間
毎年 11 月 1 日から翌年の 1 月 31 日までの期間	翌年の 3 月の検針日から 4 月の検針日の前日までの期間
毎年 12 月 1 日から翌年の 2 月 28 日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の 2 月 29 日までの期間）	翌年の 4 月の検針日から 5 月の検針日の前日までの期間

(ﾛ) 記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ﾊ) 定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(ｲ)にいう検針日は，応当日といたします。

託送供給等約款　新旧比較表

<table>
<tr>
<th>託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施</th>
<th>託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）</th>
</tr>
<tr>
<td>
(ﾆ) 検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。
ﾍ　離島ユニバーサルサービス調整額
(ｲ) 定額制供給の場合
a　電灯定額接続送電サービス
離島ユニバーサルサービス調整額は，ﾆによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。
b　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス
離島ユニバーサルサービス調整額は，ﾆによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。
(ﾛ) 従量制供給の場合
離島ユニバーサルサービス調整額は，その 1 月の接続供給電力量にﾆによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。
(2) 離島基準単価
離島基準単価は，離島平均燃料価格が 1,000 円変動した場合の値といたします。
ｲ　定額制供給の場合
(ｲ) 電灯定額接続送電サービス
離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。
<table>
<tr><td rowspan="6">電灯</td><td>10 ワットまでの 1 灯につき</td><td>4 厘</td></tr>
<tr><td>10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき</td><td>9 厘</td></tr>
<tr><td>20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき</td><td>1 銭 8 厘</td></tr>
<tr><td>40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき</td><td>2 銭 5 厘</td></tr>
<tr><td>60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき</td><td>4 銭 3 厘</td></tr>
<tr><td>100 ワットをこえる 1 灯につき 100 ワットまでごとに</td><td>4 銭 3 厘</td></tr>
<tr><td rowspan="3">小型機器</td><td>50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき</td><td>1 銭 3 厘</td></tr>
<tr><td>50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき</td><td>2 銭 5 厘</td></tr>
<tr><td>100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに</td><td>2 銭 5 厘</td></tr>
</table>
(ﾛ) 電灯臨時定額接続送電サービス
離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，1 日につき次のとおりといたします。
<table>
<tr><td>総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合</td><td>0 厘</td></tr>
<tr><td>総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合</td><td>1 厘</td></tr>
<tr><td>総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合
100 ボルトアンペアまでごとに</td><td>1 厘</td></tr>
<tr><td>総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合</td><td>7 厘</td></tr>
<tr><td>総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合
1 キロボルトアンペアまでごとに</td><td>7 厘</td></tr>
</table>
(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス
離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。
<table>
<tr><td>臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット 1 日につき</td><td>8 厘</td></tr>
</table>
</td>
<td>
(ﾆ) 検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。
ﾍ　離島ユニバーサルサービス調整額
(ｲ) 定額制供給の場合
a　電灯定額接続送電サービス
離島ユニバーサルサービス調整額は，ﾆによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。
b　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス
離島ユニバーサルサービス調整額は，ﾆによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。
(ﾛ) 従量制供給の場合
離島ユニバーサルサービス調整額は，その 1 月の接続供給電力量にﾆによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。
(2) 離島基準単価
離島基準単価は，離島平均燃料価格が 1,000 円変動した場合の値といたします。
ｲ　定額制供給の場合
(ｲ) 電灯定額接続送電サービス
離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。
<table>
<tr><td rowspan="6">電灯</td><td>10 ワットまでの 1 灯につき</td><td>4 厘</td></tr>
<tr><td>10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき</td><td>9 厘</td></tr>
<tr><td>20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき</td><td>1 銭 8 厘</td></tr>
<tr><td>40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき</td><td>2 銭 5 厘</td></tr>
<tr><td>60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき</td><td>4 銭 3 厘</td></tr>
<tr><td>100 ワットをこえる 1 灯につき 100 ワットまでごとに</td><td>4 銭 3 厘</td></tr>
<tr><td rowspan="3">小型機器</td><td>50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき</td><td>1 銭 3 厘</td></tr>
<tr><td>50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき</td><td>2 銭 5 厘</td></tr>
<tr><td>100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに</td><td>2 銭 5 厘</td></tr>
</table>
(ﾛ) 電灯臨時定額接続送電サービス
離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，1 日につき次のとおりといたします。
<table>
<tr><td>総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合</td><td>0 厘</td></tr>
<tr><td>総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合</td><td>1 厘</td></tr>
<tr><td>総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合
100 ボルトアンペアまでごとに</td><td>1 厘</td></tr>
<tr><td>総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合</td><td>7 厘</td></tr>
<tr><td>総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合
1 キロボルトアンペアまでごとに</td><td>7 厘</td></tr>
</table>
(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス
離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。
<table>
<tr><td>臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット 1 日につき</td><td>8 厘</td></tr>
</table>
</td>
</tr>
</table>

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
ロ　従量制供給の場合 離島基準単価は，次のとおりといたします。 1 キロワット時につき　1 厘 (3) 離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ 当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。	ロ　従量制供給の場合 離島基準単価は，次のとおりといたします。 1 キロワット時につき　1 厘 (3) 離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ 当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。
6　平均力率の算定 (1) 平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85 パーセントとみなします。 $$平均力率(パーセント)=\frac{有効電力量}{\sqrt{(有効電力量)^2+(無効電力量)^2}}\times 100$$ (2) 有効電力量および無効電力量の計量については，~~29~~（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，~~29~~（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として 3 パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	**6　平均力率の算定** (1) 平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85 パーセントとみなします。 $$平均力率(パーセント)=\frac{有効電力量}{\sqrt{(有効電力量)^2+(無効電力量)^2}}\times 100$$ (2) 有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として 3 パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。
8　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い (1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い 発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。 ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。 この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30 分ごとに次の算式により得られた値とみなします。	**8　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い** (1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い 発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。 ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。 この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30 分ごとに次の算式により得られた値とみなします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）
発電バランシンググループごとの発電計画 ＝みなし発電計画の値 ×当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値／当日計画の通知の期限における発電計画の値	発電バランシンググループごとの発電計画 ＝みなし発電計画の値 ×当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値／当日計画の通知の期限における発電計画の値
(2) 接続対象計画電力量の取扱い 接続対象計画電力量は，原則として，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。 ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。	(2) 接続対象計画電力量の取扱い 接続対象計画電力量は，原則として，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。 ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。
(3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 (ｲ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） (ﾛ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの ~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限にお	(3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 (ｲ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） (ﾛ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの 31（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限にお

託送供給等約款　新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施</th><th>託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）</th></tr>
<tr><td>ける需要抑制計画といたします。
　なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30 分ごとに次の算式により得られた値といたします。

　需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画
　＝みなし需要抑制計画の値
　　×当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値／当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合
　　販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値
(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合
　　販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値</td><td>ける需要抑制計画といたします。
　なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30 分ごとに次の算式により得られた値といたします。

　需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画
　＝みなし需要抑制計画の値
　　×当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値／当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合
　　販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値
(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合
　　販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値</td></tr>
<tr><td>9　電力量の協定
　電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。
(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量
イ　接続供給電力量の算定式
　その 1 月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，~~32~~（料金の算定）(1)イ，ロ，~~ハ，ニまたは~~ホの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。
<table>
<tr><td rowspan="8">電灯定額接続送電サービス</td><td rowspan="7">電灯である契約負荷設備</td><td>10 ワットまでの 1 灯につき</td><td>10 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき</td><td>20 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき</td><td>40 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき</td><td>60 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき</td><td>100 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>100 ワットをこえる 1 灯につき 100 ワットまでごとに</td><td>100 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td colspan="2">小型機器である契約負荷設備 1 機器につき</td><td>20 キロワット時</td></tr>
<tr><td colspan="3">電灯臨時定額接続送電サービス</td><td>契約灯個数×40 キロワット時</td></tr>
<tr><td colspan="3">動力臨時定額接続送電サービス</td><td>契約電力×200 時間</td></tr>
</table>
ロ　月別使用時間
　月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。</td><td>9　電力量の協定
　電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。
(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量
イ　接続供給電力量の算定式
　その 1 月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。
<table>
<tr><td rowspan="8">電灯定額接続送電サービス</td><td rowspan="7">電灯である契約負荷設備</td><td>10 ワットまでの 1 灯につき</td><td>10 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき</td><td>20 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき</td><td>40 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき</td><td>60 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき</td><td>100 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>100 ワットをこえる 1 灯につき 100 ワットまでごとに</td><td>100 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td colspan="2">小型機器である契約負荷設備 1 機器につき</td><td>20 キロワット時</td></tr>
<tr><td colspan="3">電灯臨時定額接続送電サービス</td><td>契約灯個数×40 キロワット時</td></tr>
<tr><td colspan="3">動力臨時定額接続送電サービス</td><td>契約電力×200 時間</td></tr>
</table>
ロ　月別使用時間
　月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。</td></tr>
</table>

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における3月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ) 前3月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，~~62~~（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋(±誤差率)}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接

託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における3月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ) 前3月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋(±誤差率)}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接

託送供給等約款　新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施</th><th>託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）</th></tr>
<tr><td>続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。
ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。
(4) 発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。</td><td>続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。
ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。
(4) 発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。</td></tr>
<tr><td>10　需要計画・調達計画・販売計画
需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。
<table>
<tr><th colspan="2">対象期間</th><th>年間計画
（第 1 年度，第 2 年度）</th><th>月間計画
（翌月，翌々月）</th><th>週間計画
（翌週，翌々週）</th><th>翌日計画</th><th>当日計画</th></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年 10 月 31 日</td><td>毎月 1 日</td><td>毎週水曜日午前 10 時</td><td>毎日午前 12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="2">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="2">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="3">－</td></tr>
</table>
（注 1）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。
（注 3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注 4）~~週間~~計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計</td><td>10　需要計画・調達計画・販売計画
需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。
<table>
<tr><th colspan="2">対象期間</th><th>年間計画
（第 1 年度，第 2 年度）</th><th>月間計画
（翌月，翌々月）</th><th>週間計画
（翌週，翌々週）</th><th>翌々日計画</th><th>翌日計画</th><th>当日計画</th></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月 1 日</td><td>毎週水曜日午前 10 時</td><td>毎日午前10時</td><td>毎日午前 12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="2">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画･販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="2">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="3">－</td></tr>
</table>
（注 1）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。
（注 3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注 4）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの</td></tr>
</table>

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施

画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間		年間計画 （第1年度， 第2年度）	月間計画 （翌月，翌々月）	週間計画 （翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年10月31日	毎月1日	毎週水曜日午前10時	毎日午前12時	原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前
通知の内容	発電計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力	30分ごとの発電量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	発電設備等の停止計画	作業の開始日時，作業の終了日時， 停止内容，その他必要な項目		―	―	
		―	―	計画外作業		
				計画作業の変更分		

（注1）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注2）年度とは，4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。

（注3）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注4）計画外作業及び計画作業の変更分については，発生の~~都度~~，~~速~~やかに提出していただきます。

託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）

計画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間		年間計画 （第1年度， 第2年度）	月間計画 （翌月，翌々月）	週間計画 （翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年10月31日	毎月1日	毎週水曜日午前10時	毎日 午前10時	毎日午前12時	原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前
通知の内容	発電計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力	30分ごとの発電量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	発電設備等の停止計画	作業の開始日時，作業の終了日時， 停止内容，その他必要な項目		―	―	―	
		―	―	計画外作業			
				計画作業の変更分			

（注1）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注2）年度とは，4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。

（注3）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注4）計画外作業及び計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施

（注 5）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注 6）~~週間~~計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間		年間計画（第 1 年度，第 2 年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月 1 日	毎週水曜日午前 10 時	毎日午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者， 発電契約者または需要抑制契約者 毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	－	－	－	－	30 分ごとの値

（注 1）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。

（注 3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

託送供給等約款　2024 年 4 月 1 日実施（案）

（注 5）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注 6）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間		年間計画（第 1 年度，第 2 年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月 1 日	毎週水曜日午前 10 時	毎日午前10時	毎日午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者， 発電契約者または需要抑制契約者 毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	－	－	－	―	－	30 分ごとの値

（注 1）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。

（注 3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年12月27日実施	託送供給等約款　2024年4月1日実施（案）
（注4）~~週間~~計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。	（注4）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。
15 スポットネットワーク方式の工事費の算式 ~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(ｲ) a (c)の工事費の算定は，次の算式によります。 工事費相当額×工事こう長×$\frac{1}{100}\times\frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$ この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。 ~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(ｲ) a (b)の工事費単価 ×｛100パーセント＋20パーセント×（利用回線数－1)｝	**15 スポットネットワーク方式の工事費の算式** 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(ｲ) a (c)の工事費の算定は，次の算式によります。 工事費相当額×工事こう長×$\frac{1}{100}\times\frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$ この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(ｲ) a (b)の工事費単価 ×｛100パーセント＋20パーセント×（利用回線数－1)｝

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2024 年 4 月 1 日実施（案）
託送供給等約款別冊 系統連系技術要件	託送供給等約款別冊 系統連系技術要件
~~2023 年 12 月 27 日~~実施	2024 年 4 月 1 日実施
東北電力ネットワーク株式会社	東北電力ネットワーク株式会社

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023年12月27日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2024年4月1日実施（案）
託送供給等約款別冊 系統連系技術要件	託送供給等約款別冊 系統連系技術要件
目　　次	目　　次
Ⅰ　総　　則 1　目　　的……1 2　適用の範囲……1 3　協　　議……1 Ⅱ　発電者の系統連系技術要件（低圧） 4　電気方式……2 5　運転可能周波数……2 6　力　　率……2 7　高　調　波……2 8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……3 9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……3 10　不要解列の防止……3 11　保護装置の設置場所……6 12　保護リレーの設置相数……6 13　保護装置の設置……7 14　解列箇所……8 15　接地方式……8 16　直流流出防止変圧器の設置……8 17　電圧変動……8 18　短絡容量……10 19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置……10 20　発電設備等の種類……10 21　サイバーセキュリティ対策……10 22　発電機諸元……~~10~~ Ⅲ　発電者の系統連系技術要件（高圧） 23　電気方式……12 24　運転可能周波数……12 25　力　　率……12 26　高　調　波……12 27　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……12 28　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……12 29　不要解列の防止……13 30　保護装置の設置場所……15 31　保護リレーの設置相数……15 32　保護装置の設置……16 33　解列箇所……17 34　自動負荷制限……17 35　線路無電圧確認装置の設置……17 36　接地方式……18	Ⅰ　総　　則 1　目　　的……1 2　適用の範囲……1 3　協　　議……1 Ⅱ　発電者の系統連系技術要件（低圧） 4　電気方式……2 5　運転可能周波数……2 6　力　　率……2 7　高　調　波……2 8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……3 9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……3 10　不要解列の防止……3 11　保護装置の設置場所……6 12　保護リレーの設置相数……6 13　保護装置の設置……7 14　解列箇所……8 15　接地方式……8 16　直流流出防止変圧器の設置……8 17　電圧変動……8 18　短絡容量……10 19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置……10 20　発電設備等の種類……10 21　サイバーセキュリティ対策……10 22　発電機諸元……11 Ⅲ　発電者の系統連系技術要件（高圧） 23　電気方式……12 24　運転可能周波数……12 25　力　　率……12 26　高　調　波……12 27　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……12 28　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……12 29　不要解列の防止……13 30　保護装置の設置場所……15 31　保護リレーの設置相数……15 32　保護装置の設置……16 33　解列箇所……17 34　自動負荷制限……17 35　線路無電圧確認装置の設置……17 36　接地方式……18

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023年12月27日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2024年4月1日実施（案）
37　直流流出防止変圧器の設置……18 38　電 圧 変 動……18 39　短 絡 容 量……20 40　発電機定数・諸元……20 41　昇圧用変圧器……22 42　連 絡 体 制……22 43　バンク逆潮流の制限……22 44　サイバーセキュリティ対策……22	37　直流流出防止変圧器の設置……18 38　電 圧 変 動……18 39　短 絡 容 量……20 40　発電機定数・諸元……20 41　昇圧用変圧器……22 42　連 絡 体 制……22 43　バンク逆潮流の制限……22 44　サイバーセキュリティ対策……22
Ⅳ　発電者の系統連系技術要件（特別高圧）	**Ⅳ　発電者の系統連系技術要件（特別高圧）**
45　電 気 方 式……24 46　運転可能周波数・並列時許容周波数……24 47　力　　率……24 48　高　調　波……25 49　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……25 50　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……25 51　不要解列の防止……25 52　保護装置の設置……27 53　再閉路方式……30 54　保護装置の設置場所……30 55　解 列 箇 所……30 56　保護リレーの設置相数……30 57　自動負荷制限・発電抑制……31 58　線路無電圧確認装置の設置……31 59　発電機運転制御装置の付加……32 60　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施……34 61　直流流出防止変圧器の設置……34 62　電 圧 変 動……35 63　出力変動対策……36 64　短絡・地絡電流対策……36 65　発電機定数・諸元……36 66　昇圧用変圧器……39 67　連 絡 体 制……39 68　電気現象記録装置……40 69　サイバーセキュリティ対策……41	45　電 気 方 式……24 46　運転可能周波数・並列時許容周波数……24 47　力　　率……24 48　高　調　波……25 49　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……25 50　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……25 51　不要解列の防止……25 52　保護装置の設置……27 53　再閉路方式……30 54　保護装置の設置場所……30 55　解 列 箇 所……30 56　保護リレーの設置相数……30 57　自動負荷制限・発電抑制……31 58　線路無電圧確認装置の設置……31 59　発電機運転制御装置の付加……32 60　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施……34 61　直流流出防止変圧器の設置……34 62　電 圧 変 動……35 63　出力変動対策……36 64　短絡・地絡電流対策……36 65　発電機定数・諸元……36 66　昇圧用変圧器……39 67　連 絡 体 制……39 68　電気現象記録装置……40 69　サイバーセキュリティ対策……41
Ⅴ　需要者の系統連系技術要件（低圧）	**Ⅴ　需要者の系統連系技術要件（低圧）**
70　力率の保持……42 71　保護装置の設置……42 72　そ　の　他……42	70　力率の保持……42 71　保護装置の設置……42 72　そ　の　他……42
Ⅵ　需要者の系統連系技術要件（高圧）	**Ⅵ　需要者の系統連系技術要件（高圧）**
73　力　　率……43 74　高調波対策の実施……43 75　保護協調の実施……44 76　保護装置の設置……44 77　保護装置の設置場所……44	73　力　　率……43 74　高調波対策の実施……43 75　保護協調の実施……44 76　保護装置の設置……44 77　保護装置の設置場所……44

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023年12月27日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2024年4月1日実施（案）
78　遮断箇所……44 79　電圧等の安定保持対策……44 ~~80~~　そ　の　他……45 **Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）** ~~81~~　力　　率……46 ~~82~~　保護協調の実施……46 ~~83~~　保護装置の設置……46 ~~84~~　保護装置の設置場所および設置相数……47 ~~85~~　解列箇所……47 ~~86~~　線路無電圧確認装置の設置……47 ~~87~~　電力品質対策の実施……47 ~~88~~　保安通信電話の設置……49 ~~89~~　給電情報伝送装置の設置……49	78　遮断箇所……44 79　電圧等の安定保持対策……44 80　サイバーセキュリティ対策……45 81　そ　の　他……45 **Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）** 82　力　　率……46 83　保護協調の実施……46 84　保護装置の設置……46 85　保護装置の設置場所および設置相数……47 86　解列箇所……47 87　線路無電圧確認装置の設置……47 88　電力品質対策の実施……47 89　保安通信電話の設置……49 90　給電情報伝送装置の設置……49 91　サイバーセキュリティ対策……49
Ⅱ　発電者の系統連系技術要件（低圧）	**Ⅱ　発電者の系統連系技術要件（低圧）**
5　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1) 連続運転可能周波数：48.5ヘルツを超え50.5ヘルツ以下 (2) 運転可能周波数：47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5ヘルツでは10分程度以上，48.0ヘルツでは1分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT要件）の適用を受ける発電設備等は47.5ヘルツ，それ以外は48.5ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。(協調が取れる範囲の最大値：2秒) ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備については，これによらない。~~なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。~~	**5　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1) 連続運転可能周波数：48.5ヘルツを超え50.5ヘルツ以下 (2) 運転可能周波数：47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5ヘルツでは10分程度以上，48.0ヘルツでは1分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT要件）の適用を受ける発電設備等は47.5ヘルツ，それ以外は48.5ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。(協調が取れる範囲の最大値：2秒) ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備については，これによらない。
20　発電設備等の種類 ~~連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。~~	**20　発電設備等の種類** 逆潮流有りの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない場合でも，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出および解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれが無い場合に限り，逆潮流有りの連系とすることができます。
21　サイバーセキュリティ対策 サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。	**21　サイバーセキュリティ対策** 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2024 年 4 月 1 日実施（案）
(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。	(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。
Ⅲ　発電者の系統連系技術要件（高圧）	**Ⅲ　発電者の系統連系技術要件（高圧）**
24　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1) 連続運転可能周波数：48.5 ヘルツを超え 50.5 ヘルツ以下 (2) 運転可能周波数：47.5 ヘルツ以上 51.5 ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5 ヘルツでは 10 分程度以上，48.0 ヘルツでは 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT）要件の適用を受ける発電設備等は 47.5 ヘルツ，それ以外は 48.5 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。(協調が取れる範囲の最大値：2 秒) ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらない。~~なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。~~	**24　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1) 連続運転可能周波数：48.5 ヘルツを超え 50.5 ヘルツ以下 (2) 運転可能周波数：47.5 ヘルツ以上 51.5 ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5 ヘルツでは 10 分程度以上，48.0 ヘルツでは 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT）要件の適用を受ける発電設備等は 47.5 ヘルツ，それ以外は 48.5 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。(協調が取れる範囲の最大値：2 秒) ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらない。
44　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	**44　サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。
48　高　調　波 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5 パーセント，各次電流歪率 3 パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，~~87~~（電力品質対策の実施）に準じた対策を実施していただきます。	**48　高　調　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5 パーセント，各次電流歪率 3 パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，88（電力品質対策の実施）に準じた対策を実施していただきます。
51　不要解列の防止 (1) 保 護 協 調	**51　不要解列の防止** (1) 保 護 協 調

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

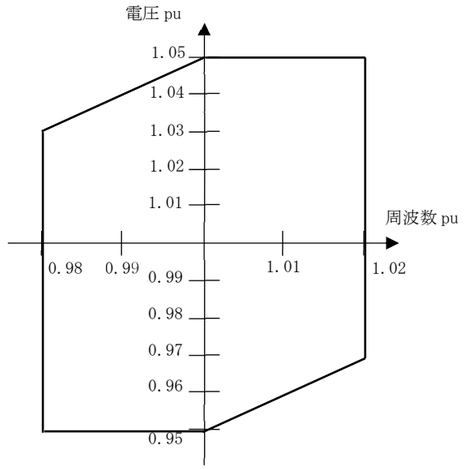
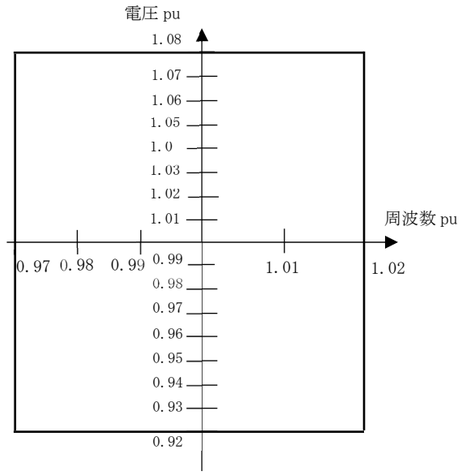
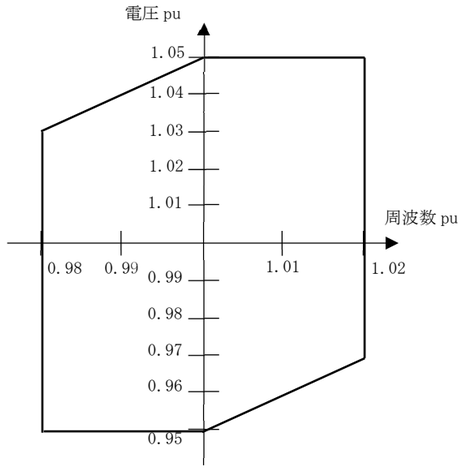
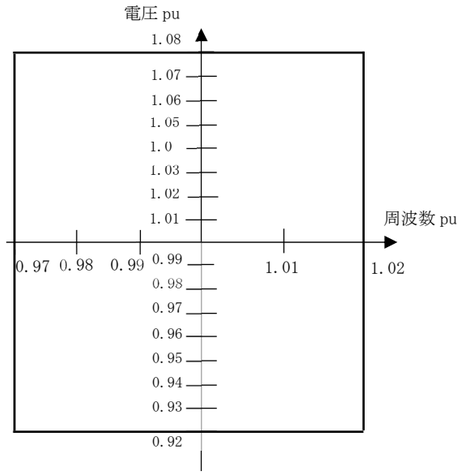
託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2024 年 4 月 1 日実施（案）
発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，~~82~~（保護協調の実施）に準じた対策を実施していただきます。	発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，83（保護協調の実施）に準じた対策を実施していただきます。
イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。	イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。
ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。	ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。
ハ　上位系統事故，連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。	ハ　上位系統事故，連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。
ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。	ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。
ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。	ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。
ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。	ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。
(2) 事故時運転継続	(2) 事故時運転継続
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT 要件）を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次のとおりです。	系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT 要件）を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次のとおりです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止	(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止
作業停止や需要増加などに伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および	作業停止や需要増加などに伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2024 年 4 月 1 日実施（案）
周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。 　また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。 同期発電機・誘導発電機  逆変換装置  　なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。 　ただし，周波数変動範囲に対しては，46（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。	周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。 　また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。 同期発電機・誘導発電機  逆変換装置  　なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。 　ただし，周波数変動範囲に対しては，46（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。
52　保護装置の設置 (1) 発電設備等故障対策 　発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。 (2) 系統側事故対策 イ　短絡保護 　系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。 (ｲ) 同期発電機を用いる場合 　連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。 (ﾛ) 誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合 　連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。 　なお，この不足電圧リレーは，発電設備等故障対策用の不足電圧リレーと兼用することができる。 必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。 連系する系統と同じ方式の保護リレーは，当社側と同じ方式の保護リレー（電流差動リレ	**52　保護装置の設置** (1) 発電設備等故障対策 　発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。 (2) 系統側事故対策 イ　短絡保護 　系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。 (ｲ) 同期発電機を用いる場合 　連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。 (ﾛ) 誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合 　連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。 　なお，この不足電圧リレーは，発電設備等故障対策用の不足電圧リレーと兼用することができる。 必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。 連系する系統と同じ方式の保護リレーは，当社側と同じ方式の保護リレー（電流差動リレ

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2024 年 4 月 1 日実施（案）
ー方式，方向比較リレー方式，回線選択リレー方式など）を設置していただきます。 なお，電流差動リレー方式，方向比較リレー方式で用いるリレー，通信設備については，当社が採用する仕様と同じ仕様のものを設置していただきます。 また，154,000 ボルト以下の系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置していただきます。 ロ　地 絡 保 護 系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。 ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。 (ｲ) 発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより，連系する系統の地絡事故を検出できる場合 (ﾛ) 発電設備等の出力が構内の負荷より小さく，周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し，解列することができる場合 (ﾊ) 逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し，解列することができる場合 なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者の責任において，地絡過電圧リレーを設置すること。 必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。 連系する系統と同じ方式の保護リレーは，当社側と同じ方式の保護リレー（電流差動リレー方式，方向比較リレー方式，回線選択リレー方式など）を設置していただきます。 なお，電流差動リレー方式，方向比較リレー方式で用いるリレー，通信設備については，当社が採用する仕様と同じ仕様のものを設置していただきます。 また，154,000 ボルト以下の系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置していただきます。 (3) 単独運転防止対策 イ　逆潮流がある場合 適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の 40 パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。また，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。 また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。 ロ　逆潮流がない場合 単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきま	ー方式，方向比較リレー方式，回線選択リレー方式など）を設置していただきます。 なお，電流差動リレー方式，方向比較リレー方式で用いるリレー，通信設備については，当社が採用する仕様と同じ仕様のものを設置していただきます。 また，154,000 ボルト以下の系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置していただきます。 ロ　地 絡 保 護 系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。 ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。 (ｲ) 発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより，連系する系統の地絡事故を検出できる場合 (ﾛ) 発電設備等の出力が構内の負荷より小さく，周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し，解列することができる場合 (ﾊ) 逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し，解列することができる場合 なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者の責任において，地絡過電圧リレーを設置すること。 必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。 連系する系統と同じ方式の保護リレーは，当社側と同じ方式の保護リレー（電流差動リレー方式，方向比較リレー方式，回線選択リレー方式など）を設置していただきます。 なお，電流差動リレー方式，方向比較リレー方式で用いるリレー，通信設備については，当社が採用する仕様と同じ仕様のものを設置していただきます。 また，154,000 ボルト以下の系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置していただきます。 (3) 単独運転防止対策 イ　逆潮流がある場合 適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の 40 パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。また，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。 また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。 ロ　逆潮流がない場合 単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきま

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2024 年 4 月 1 日実施（案）
す。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。 (4) 事故波及防止対策 イ　発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。 ロ　系統事故などの影響により，他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，事故波及防止リレー装置によって発電者の発電設備を抑制または遮断いたします。この場合，発電者に，転送信号などによって発電設備を自動抑制または自動遮断する事故波及防止リレー装置を設置していただきます。 (5) 構内設備事故対策 構内設備事故対策として，~~83~~（保護装置の設置）に準じた対策を実施していただきます。 (6) 事故除去時間 中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下の通りとしていただきます。 遮断器：2 サイクル以内 保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2 サイクル以内 なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。	す。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。 (4) 事故波及防止対策 イ　発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。 ロ　系統事故などの影響により，他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，事故波及防止リレー装置によって発電者の発電設備を抑制または遮断いたします。この場合，発電者に，転送信号などによって発電設備を自動抑制または自動遮断する事故波及防止リレー装置を設置していただきます。 (5) 構内設備事故対策 構内設備事故対策として，84（保護装置の設置）に準じた対策を実施していただきます。 (6) 事故除去時間 中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下の通りとしていただきます。 遮断器：2 サイクル以内 保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2 サイクル以内 なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。
55　解 列 箇 所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1) 受電用遮断器 (2) 発電設備等出力端遮断器 (3) 発電設備等連絡用遮断器 (4) 母線連絡用遮断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。 なお，構内保護装置が動作した場合の解列箇所は，~~85~~（解列箇所）に準じた対策を実施していただきます。	**55　解 列 箇 所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1) 受電用遮断器 (2) 発電設備等出力端遮断器 (3) 発電設備等連絡用遮断器 (4) 母線連絡用遮断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。 なお，構内保護装置が動作した場合の解列箇所は，86（解列箇所）に準じた対策を実施していただきます。
Ⅳ　発電者の系統連系技術要件（特別高圧）	**Ⅳ　発電者の系統連系技術要件（特別高圧）**
62　電 圧 変 動 (1) 常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は,常時電圧の概ね±1～2パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2) 瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±2	**62　電 圧 変 動** (1) 常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±1～2 パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2) 瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±2

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2024 年 4 月 1 日実施（案）
パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±2 パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。 ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の 2 パーセントを目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ① 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 ② 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置すること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。 (3) そ　の　他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，~~他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，~~その抑制対策を実施していただきます。	パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±2 パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。 ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の 2 パーセントを目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ① 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 ② 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置すること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。 (3) そ　の　他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。
69　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	**69　サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2024 年 4 月 1 日実施（案）
Ⅵ　需要者の系統連系技術要件（高圧）	**Ⅵ　需要者の系統連系技術要件（高圧）**
79　電圧等の安定保持対策 ~~次に示す原因等により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，速やかに協議の上，その防止対策を実施していただきます。~~ ~~(1)　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合~~ ~~(2)　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合~~	**79　電圧等の安定保持対策** 受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。なお，負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合，または周波数が著しく変動する等の理由により，他社の電気の使用に影響を及ぼす，もしくは影響を及ぼすおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。
	80　サイバーセキュリティ対策 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものを除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。
~~80~~　そ　の　他 需要者が需要場所において発電設備を系統に連系する場合の技術要件は，原則として，Ⅲ（発電者の系統連系技術要件（高圧））に準じていただきます。	**81　そ　の　他** 需要者が需要場所において発電設備を系統に連系する場合の技術要件は，原則として，Ⅲ（発電者の系統連系技術要件（高圧））に準じていただきます。
Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）	**Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）**
~~81~~　力　　率 供給地点における力率は，原則として系統から見て遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統から見て進み力率にならないようにしていただきます。	**82　力　　率** 供給地点における力率は，原則として系統から見て遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統から見て進み力率にならないようにしていただきます。
~~82~~　保護協調の実施 需要者は，需要場所における連系用遮断器より構内側（以下，Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）において「構内」といいます。）の事故時および系統の事故時において，事故の除去，事故範囲の局限化などを行なうために，負荷設備が連系する系統の保護装置と協調を図り，次のとおり保護協調を実施していただきます。 なお，発電設備を連系する場合には，上記に加え 51（不要解列の防止）に準じた対策も実施していただきます。 (1) 連系された系統に事故が発生した場合で，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内を遮断すること。 (2) 構内に事故が発生した場合には，これに伴う影響を連系する系統へ波及させないため，構内を当該系統から遮断すること。	**83　保護協調の実施** 需要者は，需要場所における連系用遮断器より構内側（以下，Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）において「構内」といいます。）の事故時および系統の事故時において，事故の除去，事故範囲の局限化などを行なうために，負荷設備が連系する系統の保護装置と協調を図り，次のとおり保護協調を実施していただきます。 なお，発電設備を連系する場合には，上記に加え 51（不要解列の防止）に準じた対策も実施していただきます。 (1) 連系された系統に事故が発生した場合で，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内を遮断すること。 (2) 構内に事故が発生した場合には，これに伴う影響を連系する系統へ波及させないため，構内を当該系統から遮断すること。
~~83~~　保護装置の設置 需要者は，系統および構内の保護のため，次のとおり保護リレーを設置していただきます。 なお，発電設備を連系する場合には，上記に加え 52（保護装置の設置）に準じた対策も実施していただきます。 (1) 154,000 ボルト以上の系統に連系する場合で，系統の保護方式が電流差動リレー方式または方向比較リレー方式のときには，原則として当社が採用する仕様と同じ保護リレーおよび必要な通信設備を設置すること。 なお，154,000 ボルトの系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置すること。	**84　保護装置の設置** 需要者は，系統および構内の保護のため，次のとおり保護リレーを設置していただきます。 なお，発電設備を連系する場合には，上記に加え 52（保護装置の設置）に準じた対策も実施していただきます。 (1) 154,000 ボルト以上の系統に連系する場合で，系統の保護方式が電流差動リレー方式または方向比較リレー方式のときには，原則として当社が採用する仕様と同じ保護リレーおよび必要な通信設備を設置すること。 なお，154,000 ボルトの系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置すること。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2024 年 4 月 1 日実施（案）
(2) 構内の短絡および地絡事故時の保護のため，次により供給地点などに保護リレーを設置すること。 イ　構内の短絡事故時の保護のため，過電流リレー（限時および瞬時）を設置すること。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合には，短絡方向距離リレーを設置すること。 ロ　構内の地絡事故時の保護のため，275,000 ボルト以上の系統に連系する場合には地絡方向距離リレーを設置すること。また，154,000 ボルト以下の系統に連系する場合には地絡過電流リレーを設置すること。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合には地絡方向リレーを設置すること。 なお，275,000 ボルト以上の系統に連系するときや，安定度上問題がある箇所については，母線保護リレー装置を設置していただく場合があります。	(2) 構内の短絡および地絡事故時の保護のため，次により供給地点などに保護リレーを設置すること。 イ　構内の短絡事故時の保護のため，過電流リレー（限時および瞬時）を設置すること。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合には，短絡方向距離リレーを設置すること。 ロ　構内の地絡事故時の保護のため，275,000 ボルト以上の系統に連系する場合には地絡方向距離リレーを設置すること。また，154,000 ボルト以下の系統に連系する場合には地絡過電流リレーを設置すること。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合には地絡方向リレーを設置すること。 なお，275,000 ボルト以上の系統に連系するときや，安定度上問題がある箇所については，母線保護リレー装置を設置していただく場合があります。
~~84~~　保護装置の設置場所および設置相数 (1) 保護装置は，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。 (2) 保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。 イ　地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー，地絡検出用方向比較リレー，地絡検出用回線選択リレー，地絡過電流リレーは零相回路に設置すること。 ロ　周波数低下リレー，周波数上昇リレー，逆電力リレーは 1 相設置とすること。 ハ　不足電力リレー，過電流リレーは 2 相設置とすること。 ニ　短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡検出用方向比較リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー，地絡方向距離リレーは 3 相設置とすること。	85　保護装置の設置場所および設置相数 (1) 保護装置は，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。 (2) 保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。 イ　地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー，地絡検出用方向比較リレー，地絡検出用回線選択リレー，地絡過電流リレーは零相回路に設置すること。 ロ　周波数低下リレー，周波数上昇リレー，逆電力リレーは 1 相設置とすること。 ハ　不足電力リレー，過電流リレーは 2 相設置とすること。 ニ　短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡検出用方向比較リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー，地絡方向距離リレーは 3 相設置とすること。
~~85~~　解 列 箇 所 解列箇所は，保護装置が動作した場合に系統から構内を解列し，事故を除去することができる受電用遮断器としていただきます。 また，発電設備を連系する場合には，上記に加え 55（解列箇所）に準じた対策も実施していただきます。 なお，母線保護リレー装置が動作した場合には，同一母線に接続された送電線および連系用変圧器などをすべて遮断していただきます。	86　解 列 箇 所 解列箇所は，保護装置が動作した場合に系統から構内を解列し，事故を除去することができる受電用遮断器としていただきます。 また，発電設備を連系する場合には，上記に加え 55（解列箇所）に準じた対策も実施していただきます。 なお，母線保護リレー装置が動作した場合には，同一母線に接続された送電線および連系用変圧器などをすべて遮断していただきます。
~~86~~　線路無電圧確認装置の設置 需要者が発電設備を連系する場合には，58（線路無電圧確認装置の設置）に準じていただきます。	87　線路無電圧確認装置の設置 需要者が発電設備を連系する場合には，58（線路無電圧確認装置の設置）に準じていただきます。
~~87~~　電力品質対策の実施 負荷設備を電力系統へ連系することにより，電圧変動および高調波電流などの特異現象が過大になると，電力系統ならびに他の需要者の各種機器に対し，過熱焼損，振動を与え，その正常動作に影響を及ぼす他，他者の電気工作物に支障を及ぼすため，適切な防止対策を実施していただきます。 (1) 電 圧 変 動 電圧変動対策については，62（電圧変動）に準じていただきます。 (2) 高　調　波 高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。 イ　対象となる負荷設備 (ｲ) 対象となる需要者は，次のいずれかに該当する需要者（以下「特定需要者」といいま	88　電力品質対策の実施 負荷設備を電力系統へ連系することにより，電圧変動および高調波電流などの特異現象が過大になると，電力系統ならびに他の需要者の各種機器に対し，過熱焼損，振動を与え，その正常動作に影響を及ぼす他，他者の電気工作物に支障を及ぼすため，適切な防止対策を実施していただきます。 (1) 電 圧 変 動 電圧変動対策については，62（電圧変動）に準じていただきます。 (2) 高　調　波 高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。 イ　対象となる負荷設備 (ｲ) 対象となる需要者は，次のいずれかに該当する需要者（以下「特定需要者」といいま

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023年12月27日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2024年4月1日実施（案）
す。）といたします。 a　22,000ボルトまたは33,000ボルトの系統から受電する需要者であって，その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が300キロボルトアンペアを超える需要者 b　66,000ボルト以上の系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が2,000キロボルトアンペアを超える需要者 (ﾛ) 上記(ｲ)の等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。 (ﾊ) 特定需要者が，上記(ﾛ)に該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。 なお，上記(ﾛ)に該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。	す。）といたします。 a　22,000ボルトまたは33,000ボルトの系統から受電する需要者であって，その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が300キロボルトアンペアを超える需要者 b　66,000ボルト以上の系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が2,000キロボルトアンペアを超える需要者 (ﾛ) 上記(ｲ)の等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。 (ﾊ) 特定需要者が，上記(ﾛ)に該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。 なお，上記(ﾛ)に該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。
ロ　高調波流出電流の算出 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。 (ｲ) 高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。 (ﾛ) 高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。 (ﾊ) 対象とする高調波の次数は40次以下といたします。 (ﾆ) 特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。	ロ　高調波流出電流の算出 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。 (ｲ) 高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。 (ﾛ) 高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。 (ﾊ) 対象とする高調波の次数は40次以下といたします。 (ﾆ) 特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。
ハ　高調波流出電流の上限値 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に，次表に示す需要者の契約電力1キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。	ハ　高調波流出電流の上限値 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に，次表に示す需要者の契約電力1キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

（単位：ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ/ｷﾛﾜｯﾄ）

連系電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
154ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

（単位：ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ/ｷﾛﾜｯﾄ）

連系電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
154ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

ニ　高調波流出電流の抑制対策の実施 特定需要者は，上記ロの高調波流出電流が，上記ハの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。	ニ　高調波流出電流の抑制対策の実施 特定需要者は，上記ロの高調波流出電流が，上記ハの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。
(3) 電圧フリッカ 人間の目は，光のちらつきの周波数が 10 ヘルツの時に最も敏感に感じるため，電圧フリッカの大きさは，変動周期を全て10ヘルツに換算したΔV10を使用するものといたします。 電圧フリッカの許容上限値は，専用線で供給する場合はその供給変電所母線，一般線で供給する場合は供給地点で，以下のとおりといたします。 ΔV10メーターで4番目最大0.45ボルト	(3) 電圧フリッカ 人間の目は，光のちらつきの周波数が 10 ヘルツの時に最も敏感に感じるため，電圧フリッカの大きさは，変動周期を全て10ヘルツに換算したΔV10を使用するものといたします。 電圧フリッカの許容上限値は，専用線で供給する場合はその供給変電所母線，一般線で供給する場合は供給地点で，以下のとおりといたします。 ΔV10メーターで4番目最大0.45ボルト
(4) 電圧不平衡	(4) 電圧不平衡

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2024 年 4 月 1 日実施（案）
電圧不平衡率の許容上限値は，受電地点で 3 パーセントとするものといたします。 (5) 周波数の安定保持 負荷設備の特性によって周波数が著しく変動することにより，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，速やかに協議の上，その防止対策を実施していただきます。	電圧不平衡率の許容上限値は，受電地点で 3 パーセントとするものといたします。 (5) 周波数の安定保持 負荷設備の特性によって周波数が著しく変動することにより，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，速やかに協議の上，その防止対策を実施していただきます。
~~88~~　**保安通信電話の設置** 需要者と当社給電指令機関との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。	89　**保安通信電話の設置** 需要者と当社給電指令機関との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。
~~89~~　**給電情報伝送装置の設置** 系統運用上必要な情報を確実に収集するために，原則として，次のスーパービジョンおよびテレメータを設置させていただきます。 (1) スーパービジョン 連系用遮断器，連系用断路器ならびに連系用送電線用接地開閉器の開閉状態 (2) テレメータ 引込口の有効電力量	90　**給電情報伝送装置の設置** 系統運用上必要な情報を確実に収集するために，原則として，次のスーパービジョンおよびテレメータを設置させていただきます。 (1) スーパービジョン 連系用遮断器，連系用断路器ならびに連系用送電線用接地開閉器の開閉状態 (2) テレメータ 引込口の有効電力量
	91　**サイバーセキュリティ対策** 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

3　電気事業法施行規則第 17 条の 4 第 1 項の

規定により提出した書類の写し

様式第15の3（第17条の4関係）

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

2023年9月29日

経済産業大臣
西村　康稔　殿

宮城県仙台市青葉区本町一丁目７番１号
東北電力ネットワーク株式会社
取締役社長　　坂本光弘

次のとおり収入の見通しの変更の承認を受けたいので、電気事業法第17条の2第4項の規定により申請します。

変更の内容	別紙のとおり。
変更年月日	2024年4月1日

別　紙

電気事業法施行規則第 17 条の４の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

第62回総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会（2023年5月30日開催）において、容量市場での供給力調達の在り方が議論され、容量拠出金の託送負担が見直しとなったことや、第1規制期間における収入の見通しの承認時点では、実績が確定していなかった、2022年度の最終保障供給取引損益やインバランス収支（追加供給力公募費用を含む）について、実績が確定するなど、安定供給に必要なエネルギー政策の変更による費用の増減が生じております。また、公募等の実績が確定したことにより、直近で承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの算定時における制御不能費用の想定値と規制期間における実績値に乖離が生じる見込みです。これらを踏まえて、当社は、送配電設備をご利用の皆さまに公平に負担いただく観点から、託送供給等に係る収入の見通しを変更することといたしました。

つきましては、電気事業法第17条の２第４項の規定にもとづき、ここに託送供給等に係る収入の見通しの変更を申請いたします。

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
	役員給与	118,751	118,751	118,751	118,751	118,751	593,755	118,751	
	給料手当	56,592,460	56,136,674	55,705,366	55,275,520	55,053,188	278,763,208	55,752,642	
	給料手当振替額（貸方）	▲ 670,059	▲ 664,682	▲ 659,588	▲ 654,513	▲ 651,893	▲ 3,300,735	▲ 660,147	▲表示で記載
	退職給与金 ※1	2,966,676	2,710,778	2,556,619	2,482,038	2,334,714	13,050,825	2,610,165	
	厚生費	10,495,325	10,380,003	10,341,620	10,270,745	10,240,769	51,728,462	10,345,692	
	委託検針費	1,990,066	221,461	221,461	221,461	221,461	2,875,910	575,182	
	委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	
	雑給	514,367	479,391	470,434	469,446	469,446	2,403,084	480,617	
	（人件費計）	(72,007,586)	(69,382,376)	(68,754,663)	(68,183,448)	(67,786,436)	(346,114,509)	(69,222,902)	
	修繕費 ※2	7,341,517	7,551,846	7,243,626	7,677,653	7,603,697	37,418,339	7,483,668	
	研究費	2,386,308	2,347,111	2,239,473	2,850,676	2,293,626	12,117,194	2,423,439	
	消耗品費	1,237,015	1,371,334	1,075,762	1,374,887	1,063,962	6,122,960	1,224,592	
	損害保険料	76,805	76,805	77,440	78,212	78,212	387,474	77,495	
	養成費	774,627	774,488	774,513	774,437	775,212	3,873,277	774,655	
	建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 118,831	▲ 169,188	▲ 188,144	▲ 176,796	▲ 100,422	▲ 753,381	▲ 150,676	▲表示で記載
	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	委託費 ※3	23,750,708	23,214,893	23,537,834	22,373,234	22,158,268	115,034,937	23,006,987	
	普及開発関係費	13,703	13,703	13,703	13,703	13,703	68,515	13,703	
	諸費 ※4	16,300,116	15,830,968	15,677,176	16,300,865	15,797,383	79,906,508	15,981,302	
	電気事業雑収益 ※5	▲ 3,307,272	▲ 3,336,173	▲ 3,152,781	▲ 3,038,844	▲ 2,866,565	▲ 15,701,635	▲ 3,140,327	▲表示で記載
第１区分費用計		120,462,282	117,058,163	116,053,265	116,411,475	114,603,512	584,588,697	116,917,739	
	修繕費 ※6	47,885,977	43,248,019	42,651,626	42,443,709	41,688,426	217,917,757	43,583,551	
	委託費 ※7	－	－	1,081,926	843,080	838,779	2,763,785	552,757	
	諸費 ※8	2,244	2,211	2,180	2,149	1,943	10,727	2,145	
	減価償却費 ※9	3,179,744	10,400,765	17,813,101	24,858,386	31,852,923	88,104,919	17,620,984	
	固定資産税 ※10	－	1,328,963	2,813,049	4,214,363	5,674,584	14,030,959	2,806,192	
第２区分費用計		51,067,965	54,979,958	64,361,882	72,361,687	80,056,655	322,828,147	64,565,629	
次世代投資費用		638,140	2,490,656	8,361,658	13,460,789	14,585,955	39,537,198	7,907,440	
	修繕費 ※11	48,079,971	47,780,209	47,983,309	46,336,224	45,763,989	235,943,702	47,188,740	
	委託費 ※12	15,791	20,661	17,602	14,475	21,421	89,950	17,990	
	固定資産除却費	19,692,950	18,440,866	17,098,433	16,594,080	16,352,047	88,178,376	17,635,675	
	賃借料 ※13	12,181,143	12,196,660	12,045,016	11,984,820	11,919,820	60,327,459	12,065,492	
	託送料 ※14	956,811	956,090	955,451	954,884	954,383	4,777,619	955,524	
	共有設備費等分担額	26,170	36,593	21,069	19,592	19,157	122,581	24,516	
	共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	
	地帯間購入送電費	42,182	42,182	42,182	42,182	42,182	210,910	42,182	
	一般送配電事業等に係る電力料 ※15	762,263	756,360	752,540	748,720	746,941	3,766,824	753,365	
	需給調整市場手数料 ※16	61,564	61,564	61,564	61,564	61,564	307,820	61,564	
	電力費振替勘定（貸方）	▲ 1,724	▲ 4,934	▲ 4,948	▲ 4,182	▲ 6,254	▲ 22,042	▲ 4,408	▲表示で記載

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
	開発費	－	－	－	－	－	－	－	
	株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	
	社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	
	開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	廃炉等負担金	－	－	－	－	－	－	－	
	離島等供給に係る費用 ※17	12,469,605	12,016,347	12,316,902	12,342,057	12,982,193	62,127,104	12,425,421	
	離島等供給に係る収益 ※18	▲ 5,274,700	▲ 5,239,485	▲ 5,208,231	▲ 5,190,916	▲ 5,153,917	▲ 26,067,249	▲ 5,213,450	▲表示で記載
第３区分費用計		89,012,026	87,063,113	86,080,889	83,903,500	83,703,526	429,763,054	85,952,611	
	地帯間販売送電料	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 50,680	▲ 10,136	▲表示で記載
	地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	託送収益 ※19	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,364,656	▲ 5,604,352	▲ 1,120,870	▲表示で記載
	事業者間精算収益	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 49,431,285	▲ 9,886,257	▲表示で記載
	電気事業雑収益 ※20	▲ 15,987,301	▲ 16,058,383	▲ 16,156,723	▲ 16,258,584	▲ 17,322,149	▲ 81,783,140	▲ 16,356,628	▲表示で記載
	預金利息	▲ 45	▲ 45	▲ 45	▲ 45	▲ 45	▲ 225	▲ 45	▲表示で記載
控除収益計		▲ 26,943,663	▲ 27,014,745	▲ 27,113,085	▲ 27,214,946	▲ 28,583,243	▲ 136,869,682	▲ 27,373,936	
	減価償却費 ※21	78,044,688	81,078,590	76,582,969	71,634,250	67,237,811	374,578,308	74,915,662	
	退職給与金 ※22	▲ 2,266,098	1,101,691	－	－	－	▲ 1,164,407	▲ 232,881	
	ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	－	67,000	67,000	67,000	－	201,000	40,200	
	賃借料 ※23	9,942,908	9,942,908	9,942,908	9,942,908	9,942,908	49,714,540	9,942,908	
	諸費 ※24	1,389,019	1,391,045	2,920,859	2,745,198	3,122,470	11,568,591	2,313,718	
	貸倒損	31,181	31,181	31,181	31,181	31,182	155,906	31,181	貸方の場合は▲表示で記載
	振替損失調整額	468,903	468,903	468,903	468,903	468,903	2,344,515	468,903	
	インバランス収支過不足額 ※25	▲ 3,424,583	▲ 441,803	▲ 441,803	▲ 441,803	▲ 441,803	▲ 5,191,795	▲ 1,038,359	貸方の場合は▲表示で記載
	電源開発促進税	29,207,000	29,023,000	28,916,000	28,806,000	28,774,000	144,726,000	28,945,200	
	事業税	5,744,433	5,990,481	5,997,198	6,145,679	6,176,780	30,054,571	6,010,914	
	雑税	484,177	484,177	484,177	484,177	484,177	2,420,885	484,177	
	法人税等	13,650,391	13,650,391	13,650,391	13,650,391	13,650,391	68,251,955	13,650,391	
	賠償負担金相当金	3,561,509	3,561,509	3,561,509	3,561,509	3,561,509	17,807,545	3,561,509	
	廃炉円滑化負担金相当金	6,393,577	6,393,577	6,393,577	6,393,577	6,393,577	31,967,885	6,393,577	
	固定資産税 ※26	22,227,939	21,628,213	20,318,036	19,033,446	17,816,058	101,023,692	20,204,738	
	調整力の確保に要する費用 ※27	1,506,420	12,124,259	4,416,032	6,970,920	10,769,889	35,787,520	7,157,504	貸方の場合は▲表示で記載
	再給電に要する費用 ※28	－	－	－	－	－	－	－	
制御不能費用計		166,961,464	186,495,122	173,308,937	169,493,336	167,987,852	864,246,711	172,849,342	

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
	託送料 ※29	1,644,331	1,644,544	1,551,697	1,583,507	1,678,158	8,102,237	1,620,447	
	補償費	252,849	252,849	252,849	252,849	252,849	1,264,245	252,849	
	事業者間精算費	561,486	561,486	561,486	561,486	561,486	2,807,430	561,486	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	309,395	309,395	309,395	309,395	309,395	1,546,975	309,395	
	調整力の確保に要する費用 ※31	22,742,714	29,257,231	32,188,863	29,282,794	29,274,235	142,745,837	28,549,167	
	発電抑制に要する費用 ※32	9,290	14,130	18,960	24,160	24,160	90,700	18,140	
事	後検証費用	25,520,065	32,039,635	34,883,250	32,014,191	32,100,283	156,557,424	31,311,485	
事	業報酬	25,711,799	26,578,787	27,458,584	28,102,259	28,698,773	136,550,202	27,310,040	
追	加事業報酬	163,800	260,749	394,831	547,702	760,157	2,127,239	425,448	
収	入の見通し計	452,593,878	479,951,438	483,790,211	489,079,993	493,913,470	2,399,328,990	479,865,798	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。
※6：取替修繕費及び修繕費であって配電設備及び業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※7：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※8：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※9：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※10：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する税額に限る。
※11：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※12：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※13：第６条に規定するものを除く。
※14：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※15：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※16：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※17：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※18：送配電等業務に係る収益を除く。
※19：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。
※20：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。
※21：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※22：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。
※23：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
※24：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。
※25：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。
※26：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。
※27：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。
※28：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。
※29：連系線の増強等に係る費用に限る。
※30：災害等扶助交付金を含む。
※31：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等（再生可能エネルギー電気特措法第２条第５項に規定する認定発電設備（同条第３項第１号に掲げる太陽光及び同項第２号に掲げる風力を電気に変換するものに限る。）から供出される電力量について、翌日市場（一般社団法人日本卸電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行うための卸電力取引市場をいう。）の売買取引が行われる日の午前六時における一般送配電事業者による予測値と当該売買取引に係る電力の受渡しを行う一時間前における当該一般送配電事業者による予測値との差を調整するための調整電源等を除く。）を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。
※32：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

様式第２（第３条から第１１条まで関係）

第１表

第１区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
役員給与	343,197	304,112	293,550	225,138	200,817	1,366,816	273,363	118,751	118,751	118,751	118,751	118,751	593,755	118,751	
給料手当	58,534,259	60,118,866	61,675,021	58,923,070	57,900,071	297,151,290	59,430,258	56,592,460	56,136,674	55,705,366	55,275,520	55,053,188	278,763,208	55,752,642	
給料手当振替額（貸方）	▲ 809,842	▲ 754,670	▲ 683,425	▲ 650,216	▲ 666,254	▲ 3,564,409	▲ 712,882	▲ 670,059	▲ 664,682	▲ 659,588	▲ 654,513	▲ 651,893	▲ 3,300,735	▲ 660,147	▲表示で記載
退職給与金 ※1	3,508,818	3,476,611	3,553,775	4,096,387	3,252,014	17,887,607	3,577,521	2,966,676	2,710,778	2,556,619	2,482,038	2,334,714	13,050,825	2,610,165	
厚生費	11,536,260	12,086,610	12,035,294	11,091,452	11,253,119	58,002,737	11,600,547	10,495,325	10,380,003	10,341,620	10,270,745	10,240,769	51,728,462	10,345,692	
委託検針費	3,112,306	3,151,028	2,730,085	2,662,401	2,307,678	13,963,499	2,792,700	1,990,066	221,461	221,461	221,461	221,461	2,875,910	575,182	
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	2,161,355	2,534,016	2,323,354	1,397,004	869,759	9,285,490	1,857,098	514,367	479,391	470,434	469,446	469,446	2,403,084	480,617	
修繕費 ※2	7,512,211	6,593,414	6,180,940	7,076,881	7,313,682	34,677,129	6,935,426	7,341,517	7,551,846	7,243,626	7,677,653	7,603,697	37,418,339	7,483,668	
研究費	2,785,072	2,740,423	2,560,321	1,810,740	1,968,503	11,865,060	2,373,012	2,386,308	2,347,111	2,239,473	2,850,676	2,293,626	12,117,194	2,423,439	
消耗品費	1,972,704	2,159,119	1,854,712	1,822,191	1,253,832	9,062,561	1,812,512	1,237,015	1,371,334	1,075,762	1,374,887	1,063,962	6,122,960	1,224,592	
損害保険料	41,096	36,276	42,976	70,366	73,344	264,059	52,812	76,805	76,805	77,440	78,212	78,212	387,474	77,495	
養成費	722,619	717,530	722,224	557,086	616,002	3,335,463	667,093	774,627	774,488	774,513	774,437	775,212	3,873,277	774,655	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 52,923	▲ 12,321	▲ 26,565	▲ 31,380	▲ 12,662	▲ 135,852	▲ 27,170	▲ 118,831	▲ 169,188	▲ 188,144	▲ 176,796	▲ 100,422	▲ 753,381	▲ 150,676	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 20,197	▲ 18,530	▲ 18,700	－	－	▲ 57,429	▲ 11,486	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
委託費 ※3	19,773,388	18,111,670	19,303,966	19,464,717	20,159,554	96,813,296	19,362,659	23,750,708	23,214,893	23,537,834	22,373,234	22,158,268	115,034,937	23,006,987	
普及開発関係費	4,757	4,597	4,977	5,238	4,359	23,930	4,786	13,703	13,703	13,703	13,703	13,703	68,515	13,703	
諸費 ※4	6,391,521	6,984,302	8,029,952	15,089,680	14,807,464	51,302,922	10,260,584	16,300,116	15,830,968	15,677,176	16,300,865	15,797,383	79,906,508	15,981,302	
電気事業雑収益 ※5	－	－	－	▲ 4,044,058	▲ 3,763,396	▲ 7,807,454	▲ 1,561,491	▲ 3,307,272	▲ 3,336,173	▲ 3,152,781	▲ 3,038,844	▲ 2,866,565	▲ 15,701,635	▲ 3,140,327	▲表示で記載
第１区分費用計	117,516,605	118,233,058	120,582,462	119,566,701	117,537,892	593,436,721	118,687,344	120,462,282	117,058,163	116,053,265	116,411,475	114,603,512	584,588,697	116,917,739	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。

≪項目別明細表≫

（１）第３条第３項関係

［役員給与］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内取締役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外取締役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外監査役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計		343,197	304,112	293,550	225,138	200,817	1,366,816	273,363	118,751	118,751	118,751	118,751	118,751	593,755	118,751	
社内取締役	役員数（人）	8	7	6	5	5	31	6	5	5	5	5	5	25	5	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外取締役	役員数（人）	1	1	2	－	－	4	1	－	－	－	－	－	－	－	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役	役員数（人）	1	1	1	1	1	5	1	1	1	1	1	1	5	1	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外監査役	役員数（人）	2	2	2	－	－	6	1	－	－	－	－	－	－	－	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

［給料手当］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
基準賃金	37,757,878	38,465,276	39,000,145	37,628,346	37,096,658	189,948,305	37,989,661	35,750,148	35,380,020	35,089,516	34,707,256	34,401,533	175,328,473	35,065,695	
基準外賃金	7,651,846	7,626,440	7,767,016	8,141,465	8,021,831	39,208,599	7,841,720	8,173,056	8,041,926	7,973,582	7,847,687	7,764,660	39,800,911	7,960,182	
諸給与金	14,271,878	15,163,174	15,890,538	15,252,501	14,989,406	75,567,499	15,113,500	14,396,422	14,306,872	14,069,824	13,888,176	13,804,511	70,465,805	14,093,161	
控除口（貸方）	▲ 1,841,905	▲ 1,963,235	▲ 1,930,784	▲ 3,238,036	▲ 3,529,698	▲ 12,503,661	▲ 2,500,732	▲ 3,389,251	▲ 3,402,556	▲ 3,367,194	▲ 3,332,488	▲ 3,316,817	▲ 16,808,306	▲ 3,361,661	
附帯事業振替額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
再雇用者給与	694,562	827,210	948,106	1,138,794	1,321,874	4,930,547	986,109	1,662,085	1,810,412	1,939,638	2,164,889	2,399,301	9,976,325	1,995,265	
合計	58,534,259	60,118,866	61,675,021	58,923,070	57,900,071	297,151,290	59,430,258	56,592,460	56,136,674	55,705,366	55,275,520	55,053,188	278,763,208	55,752,642	
平均経費人員（人）	7,000	7,107	7,189	6,998	6,805	35,099	7,020	6,662	6,590	6,532	6,461	6,398	32,643	6,529	
平均基準賃金（千円/月）	449	451	452	448	454	2,255	451	447	447	448	448	448	2,238	448	

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
引当金増加額	▲ 4,408,339	▲ 4,325,530	▲ 3,967,222	▲ 2,019,150	▲ 4,675,453	▲ 19,395,695	▲ 3,879,139	▲ 5,203,016	▲ 3,534,827	▲ 4,293,842	▲ 4,174,068	▲ 4,443,591	▲ 21,649,344	▲ 4,329,869	
実払額	4,988,979	4,806,554	4,459,491	3,765,317	3,924,237	21,944,580	4,388,916	4,193,159	3,845,753	4,500,187	4,353,842	4,531,890	21,424,831	4,284,966	
年金保険料	2,928,179	2,995,587	3,061,506	2,350,220	4,003,229	15,338,723	3,067,745	3,976,533	2,399,852	2,350,274	2,302,264	2,246,415	13,275,338	2,655,068	
合計	3,508,818	3,476,611	3,553,775	4,096,387	3,252,014	17,887,607	3,577,521	2,966,676	2,710,778	2,556,619	2,482,038	2,334,714	13,050,825	2,610,165	

［厚生費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法定厚生費	健康保険料	3,259,685	3,386,426	3,395,276	2,920,822	2,981,401	15,943,613	3,188,723	2,662,664	2,622,197	2,604,744	2,575,902	2,555,481	13,020,988	2,604,198	
	介護保険料	298,673	342,776	366,835	378,218	383,393	1,769,898	353,980	289,671	285,242	283,360	280,186	277,934	1,416,393	283,279	
	労災保険料	135,897	137,545	132,869	129,659	119,845	655,817	131,163	135,810	135,459	132,890	132,287	130,058	666,504	133,301	
	雇用保険料	359,700	369,971	371,529	411,271	297,194	1,809,667	361,933	402,391	401,395	393,705	391,932	385,258	1,974,681	394,936	
	厚生年金保険料	5,000,161	5,168,718	5,223,317	4,908,522	5,027,218	25,327,938	5,065,588	4,492,208	4,423,958	4,394,361	4,345,757	4,311,365	21,967,649	4,393,530	
	労災補償費	▲ 346	3,988	1,805	11,535	11,703	28,686	5,737	840	830	827	822	819	4,138	828	
	健康診断費	96,904	94,033	95,199	83,629	82,822	452,590	90,518	94,353	94,250	93,902	93,772	93,498	469,775	93,955	
	子ども・子育て拠出金	125,975	170,662	195,453	193,102	197,829	883,024	176,605	176,741	174,073	172,912	171,008	169,587	864,321	172,864	
	その他	112,247	138,754	160,069	175,023	203,681	789,776	157,955	250,104	270,295	290,393	323,426	360,680	1,494,898	298,980	
	計	9,388,901	9,812,877	9,942,356	9,211,783	9,305,091	47,661,010	9,532,202	8,504,782	8,407,699	8,367,094	8,315,092	8,284,680	41,879,347	8,375,869	
一般厚生費	安全管理費	61,603	48,588	54,760	52,240	61,892	279,085	55,817	71,158	59,789	70,944	59,776	69,944	331,611	66,322	
	衛生管理費	107,171	107,449	109,280	98,713	92,838	515,454	103,091	114,189	114,076	113,861	113,903	113,877	569,906	113,981	
	福利事業費	576,351	604,330	625,353	423,471	461,377	2,690,885	538,177	460,850	456,824	450,998	445,031	438,715	2,252,418	450,484	
	厚生施設運営費	1,043,916	1,152,820	900,119	1,008,656	1,043,501	5,149,015	1,029,803	1,041,556	1,041,633	1,041,711	1,041,659	1,041,691	5,208,250	1,041,650	
	文化体育費	2,884	3,505	3,129	998	4,051	14,567	2,913	4,198	4,152	4,137	4,211	4,199	20,897	4,179	
	慶弔費	62,872	62,004	89,783	62,888	54,915	332,463	66,493	53,841	52,938	51,915	52,073	51,101	261,868	52,374	
	その他	292,558	295,034	310,509	232,698	229,450	1,360,254	272,051	244,751	242,892	240,960	239,000	236,562	1,204,165	240,833	
	計	2,147,359	2,273,733	2,092,933	1,879,668	1,948,027	10,341,726	2,068,345	1,990,543	1,972,304	1,974,526	1,955,653	1,956,089	9,849,115	1,969,823	
合計		11,536,260	12,086,610	12,035,294	11,091,452	11,253,119	58,002,737	11,600,547	10,495,325	10,380,003	10,341,620	10,270,745	10,240,769	51,728,462	10,345,692	

［雑給］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
嘱託給	一般嘱託	226,293	275,929	265,815	9,611	12,811	790,460	158,092	25,003	25,000	24,999	25,003	25,003	125,008	25,002	
	その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	計	226,293	275,929	265,815	9,611	12,811	790,460	158,092	25,003	25,000	24,999	25,003	25,003	125,008	25,002	
嘱託員平均人員（人）		12	13	15	2	2	44	9	3	3	3	3	3	15	3	
臨時用給		197,158	181,131	173,717	223,744	256,353	1,032,104	206,421	295,658	268,210	268,209	268,209	268,209	1,368,495	273,699	
その他		1,737,902	2,076,955	1,883,821	1,163,648	600,595	7,462,924	1,492,585	193,706	186,181	177,226	176,234	176,234	909,581	181,916	
合計		2,161,355	2,534,016	2,323,354	1,397,004	869,759	9,285,490	1,857,098	514,367	479,391	470,434	469,446	469,446	2,403,084	480,617	

［研究費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内研究費	送電研究費	49,882	43,517	42,958	25,885	30,867	193,111	38,622	30,160	25,560	25,060	25,060	25,060	130,900	26,180	
	変電研究費	9,252	5,593	5,408	555	4,932	25,741	5,148	13,500	17,000	17,000	17,000	17,000	81,500	16,300	
	配電研究費	83,475	87,304	73,630	27,414	18,642	290,466	58,093	61,836	61,996	61,516	61,514	61,086	307,948	61,590	
	その他	219,543	202,938	179,179	4,485	18,874	625,020	125,004	17,041	18,949	16,961	17,010	16,960	86,921	17,384	
	計	362,153	339,353	301,176	58,340	73,315	1,134,339	226,868	122,537	123,505	120,537	120,584	120,106	607,269	121,454	
委託研究費	送電研究費	178,916	186,166	201,935	218,220	244,083	1,029,322	205,864	361,645	321,135	231,185	231,185	231,185	1,376,335	275,267	
	変電研究費	76,333	83,421	91,804	93,411	115,151	460,123	92,025	96,000	101,000	101,000	101,000	101,000	500,000	100,000	
	配電研究費	507,232	429,400	474,475	468,276	516,325	2,395,711	479,142	633,464	635,804	628,784	629,786	639,214	3,167,052	633,410	
	電中研分担金	1,018,909	1,051,677	837,883	780,067	799,074	4,487,611	897,522	897,522	897,522	897,522	897,522	897,522	4,487,610	897,522	
	その他	641,526	650,403	653,045	192,424	220,551	2,357,952	471,590	275,140	268,145	260,445	870,599	304,599	1,978,928	395,786	
	計	2,422,918	2,401,069	2,259,144	1,752,399	1,895,187	10,730,721	2,146,144	2,263,771	2,223,606	2,118,936	2,730,092	2,173,520	11,509,925	2,301,985	
合計		2,785,072	2,740,423	2,560,321	1,810,740	1,968,503	11,865,060	2,373,012	2,386,308	2,347,111	2,239,473	2,850,676	2,293,626	12,117,194	2,423,439	

［養成費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
研修施設運営費	113,600	113,950	112,656	184,696	187,152	712,056	142,411	169,236	169,410	169,544	169,544	169,867	847,601	169,520	
その他	609,019	603,580	609,568	372,389	428,849	2,623,407	524,681	605,391	605,078	604,969	604,893	605,345	3,025,676	605,135	
合計	722,619	717,530	722,224	557,086	616,002	3,335,463	667,093	774,627	774,488	774,513	774,437	775,212	3,873,277	774,655	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
機械計算委託費	5,946,791	4,332,260	5,001,620	2,298,077	2,457,929	20,036,679	4,007,336	3,949,900	4,093,684	4,506,187	3,331,246	3,295,234	19,176,251	3,835,250	
技術計算委託費	289,436	283,842	300,275	189,580	227,477	1,290,613	258,123	276,286	238,477	226,953	215,734	191,826	1,149,276	229,855	
電気料金収納手数料	－	－	－	9,004	10,475	19,479	3,896	10,710	10,710	10,710	10,710	10,710	53,550	10,710	
支払事務委託費	51,214	50,388	57,792	20,317	19,996	199,708	39,942	20,454	20,343	20,271	20,198	20,124	101,390	20,278	
調査測量委託費	3,997,396	3,557,739	3,402,267	3,663,051	3,274,181	17,894,636	3,578,927	3,466,743	3,409,145	3,372,749	3,383,753	3,374,281	17,006,671	3,401,334	
株式事務委託費	144,578	149,981	153,687	－	－	448,248	89,650	－	－	－	－	－	－	－	
社債事務委託費	15,367	15,267	16,649	－	－	47,284	9,457	－	－	－	－	－	－	－	
委託運転費	612,028	672,003	708,847	714,762	708,566	3,416,207	683,241	710,894	706,912	710,438	706,683	710,580	3,545,507	709,101	
計器受払業務委託費	815,689	735,334	723,781	768,584	740,731	3,784,121	756,824	790,769	790,769	790,769	790,769	789,867	3,952,943	790,589	
コンサルティング委託費	1,015,575	930,716	952,390	446,790	1,145,666	4,491,138	898,228	529,707	376,566	289,233	277,728	277,629	1,750,863	350,173	
雑件	6,885,310	7,384,136	7,986,653	11,354,547	11,574,529	45,185,177	9,037,035	13,995,245	13,568,287	13,610,524	13,636,413	13,488,017	68,298,486	13,659,697	
合計	19,773,388	18,111,670	19,303,966	19,464,717	20,159,554	96,813,296	19,362,659	23,750,708	23,214,893	23,537,834	22,373,234	22,158,268	115,034,937	23,006,987	

［普及開発関係費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
停電周知費用	4,757	4,597	4,977	5,238	4,359	23,930	4,786	5,961	5,961	5,961	5,961	5,961	29,805	5,961	
公衆感電防止PR費用	－	－	－	－	－	－	－	7,742	7,742	7,742	7,742	7,742	38,710	7,742	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	4,757	4,597	4,977	5,238	4,359	23,930	4,786	13,703	13,703	13,703	13,703	13,703	68,515	13,703	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
通信運搬費	2,311,370	3,193,592	3,726,376	2,676,144	2,419,056	14,326,539	2,865,308	2,843,376	2,618,946	2,616,992	2,694,116	2,626,903	13,400,333	2,680,067	
旅費	1,683,387	1,641,793	1,593,869	1,178,995	1,154,186	7,252,232	1,450,446	1,202,874	1,202,874	1,202,874	1,202,874	1,202,874	6,014,370	1,202,874	
団体費	49,651	51,932	52,898	48,471	48,490	251,444	50,289	48,627	48,627	48,627	48,627	48,627	243,135	48,627	
その他	2,347,112	2,096,983	2,656,808	11,186,069	11,185,731	29,472,706	5,894,541	12,205,239	11,960,521	11,808,683	12,355,248	11,918,979	60,248,670	12,049,734	
合計	6,391,521	6,984,302	8,029,952	15,089,680	14,807,464	51,302,922	10,260,584	16,300,116	15,830,968	15,677,176	16,300,865	15,797,383	79,906,508	15,981,302	

第２表

第２区分費用明細表

（単位：千円）

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
		（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
連系線・基幹系統	減価償却費 ※1	－	－	－	－	－	－	－	258,498	736,258	1,214,894	2,252,137	3,924,909	8,386,696	1,677,339	
	固定資産税 ※2	－	－	－	－	－	－	－	－	196,134	298,338	558,450	813,362	1,866,284	373,257	
	計	－	－	－	－	－	－	－	258,498	932,392	1,513,232	2,810,587	4,738,271	10,252,980	2,050,596	
ローカル系統	減価償却費 ※3	－	－	－	－	－	－	－	757,033	2,391,215	4,142,396	5,603,667	6,977,134	19,871,445	3,974,289	
	固定資産税 ※4	－	－	－	－	－	－	－	－	460,288	1,153,480	1,691,303	2,265,277	5,570,348	1,114,070	
	計	－	－	－	－	－	－	－	757,033	2,851,503	5,295,876	7,294,970	9,242,411	25,441,793	5,088,359	
配電系統	修繕費 ※5	53,986,685	52,516,991	46,407,145	42,127,943	40,447,092	235,485,857	47,097,171	47,885,977	43,248,019	42,651,626	42,443,709	41,688,426	217,917,757	43,583,551	
	減価償却費 ※6	－	－	－	－	－	－	－	728,498	2,126,875	3,455,319	4,763,204	6,053,000	17,126,896	3,425,379	
	固定資産税 ※7	－	－	－	－	－	－	－	－	569,213	1,082,833	1,567,174	2,023,312	5,242,532	1,048,506	
	計	53,986,685	52,516,991	46,407,145	42,127,943	40,447,092	235,485,857	47,097,171	48,614,475	45,944,107	47,189,778	48,774,087	49,764,738	240,287,185	48,057,437	
その他投資	修繕費 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	委託費 ※9	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,081,926	843,080	838,779	2,763,785	552,757	
	諸費 ※10	－	－	－	－	－	－	－	2,244	2,211	2,180	2,149	1,943	10,727	2,145	
	減価償却費 ※11	－	－	－	－	－	－	－	1,435,715	5,146,417	9,000,492	12,239,378	14,897,880	42,719,882	8,543,976	
	固定資産税 ※12	－	－	－	－	－	－	－	－	103,328	278,398	397,436	572,633	1,351,795	270,359	
	計	－	－	－	－	－	－	－	1,437,959	5,251,956	10,362,996	13,482,043	16,311,235	46,846,189	9,369,238	
第２区分費用計		53,986,685	52,516,991	46,407,145	42,127,943	40,447,092	235,485,857	47,097,171	51,067,965	54,979,958	64,361,882	72,361,687	80,056,655	322,828,147	64,565,629	

（記載注意）

※1：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※2：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※3：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※4：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※5：取替修繕費であって配電設備に係るもの及び修繕費であって配電設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※6：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※7：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※8：取替修繕費であって業務設備に係るもの及び修繕費であって業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※9：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※10：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※11：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する減価償却費に限る。
※12：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する税額に限る。

≪項目別明細表≫

（1）第４条第３項から第５項まで関係

［設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

			2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
拡充投資	連系線・基幹系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	12,905,501	1,671,457	3,456,969	－	－	18,033,928	3,606,786	1,843,834	2,347,598	13,109,110	11,515,526	106,646,771	135,462,839	27,092,568	
		変電設備	5,156,763	6,004,385	4,570,628	756,284	1,018,144	17,506,205	3,501,241	599,385	1,970,493	4,673,275	3,216,131	8,937,607	19,396,891	3,879,378	
		計	18,062,264	7,675,843	8,027,597	756,284	1,018,144	35,540,134	7,108,027	2,443,219	4,318,091	17,782,385	14,731,657	115,584,378	154,859,730	30,971,946	
	ローカル系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	13,128,546	9,395,087	15,822,552	19,605,528	22,943,429	80,895,144	16,179,029	11,817,709	19,984,530	8,844,984	16,497,606	17,468,487	74,613,316	14,922,663	
		変電設備	5,674,213	4,756,884	2,976,801	4,195,545	4,457,732	22,061,178	4,412,236	4,279,968	4,777,444	2,514,871	2,028,758	4,095,546	17,696,587	3,539,317	
		計	18,802,759	14,151,972	18,799,354	23,801,074	27,401,162	102,956,322	20,591,264	16,097,677	24,761,974	11,359,855	18,526,364	21,564,033	92,309,903	18,461,981	
	配電系統		41,593,060	36,998,013	36,212,054	32,065,039	30,068,605	176,936,771	35,387,354	33,725,493	30,918,879	30,104,734	29,201,512	28,317,114	152,267,732	30,453,546	
	拡充投資計		78,458,084	58,825,828	63,039,005	56,622,397	58,487,911	315,433,227	63,086,645	52,266,389	59,998,944	59,246,974	62,459,533	165,465,525	399,437,365	79,887,473	
更新投資	連系線・基幹系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	2,427,476	3,357,194	3,535,250	2,340,555	2,511,929	14,172,406	2,834,481	10,280,790	3,895,827	2,969,781	3,283,457	1,915,282	22,345,137	4,469,027	
		変電設備	2,549,826	2,890,783	2,688,759	2,038,153	2,748,995	12,916,518	2,583,304	3,294,908	1,914,491	2,844,609	2,457,642	3,684,644	14,196,294	2,839,259	
		計	4,977,303	6,247,977	6,224,010	4,378,708	5,260,924	27,088,925	5,417,785	13,575,698	5,810,318	5,814,390	5,741,099	5,599,926	36,541,431	7,308,286	
	ローカル系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	16,036,048	12,927,791	12,201,650	9,755,580	11,830,136	62,751,207	12,550,241	15,275,388	14,122,466	13,050,577	14,449,844	13,971,631	70,869,906	14,173,981	
		変電設備	15,697,747	16,849,960	12,943,118	10,699,958	9,775,993	65,966,778	13,193,356	17,880,868	18,458,512	18,321,205	17,636,869	13,147,829	85,445,283	17,089,057	
		計	31,733,795	29,777,751	25,144,769	20,455,539	21,606,129	128,717,985	25,743,597	33,156,256	32,580,978	31,371,782	32,086,713	27,119,460	156,315,189	31,263,038	
	配電系統		58,626,180	52,814,941	52,495,378	50,850,856	49,247,754	264,035,109	52,807,022	59,287,266	55,036,927	54,553,631	54,648,710	54,140,443	277,666,977	55,533,395	
	更新投資計		95,337,279	88,840,670	83,864,157	75,685,104	76,114,808	419,842,019	83,968,404	106,019,220	93,428,223	91,739,803	92,476,522	86,859,829	470,523,597	94,104,719	
合計			173,795,363	147,666,498	146,903,163	132,307,501	134,602,720	735,275,247	147,055,049	158,285,609	153,427,167	150,986,777	154,936,055	252,325,354	869,960,962	173,992,192	
修繕費振替額（配電）			▲ 53,986,685	▲ 52,516,991	▲ 46,407,145	▲ 42,127,943	▲ 40,447,092	▲ 235,485,857	▲ 47,097,171	▲ 47,885,977	▲ 43,248,019	▲ 42,651,626	▲ 42,443,709	▲ 41,688,426	▲ 217,917,757	▲ 43,583,551	▲表示で記載

≪項目別明細表≫

（１）第４条第８項関係

［その他の投資に係る設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
通信工事	10,251,040	12,234,826	8,684,360	7,197,774	4,440,477	42,808,479	8,561,696	8,772,291	8,415,341	9,128,022	8,150,290	8,257,468	42,723,412	8,544,682	
システム開発及び改良	15,016,536	10,073,160	10,338,814	22,285,479	6,793,595	64,507,586	12,901,517	10,700,695	15,137,555	11,074,785	6,093,447	7,187,651	50,194,133	10,038,827	
建物関連工事	4,772,993	6,062,081	2,717,174	3,462,894	3,248,245	20,263,389	4,052,678	3,452,915	4,805,755	4,371,943	4,013,857	4,854,882	21,499,352	4,299,870	
系統・給電設備工事	1,346,003	1,678,285	1,736,852	4,772,292	3,149,737	12,683,170	2,536,634	1,085,752	2,365,006	2,010,199	4,044,191	8,089,771	17,594,919	3,518,984	
備品取得	678,103	621,920	482,699	458,436	465,221	2,706,381	541,276	637,843	541,924	440,287	347,936	336,535	2,304,525	460,905	
リース資産取得	1,046,661	1,316,866	1,120,355	1,014,307	1,818,297	6,316,488	1,263,298	2,229,345	845,163	931,128	745,290	954,144	5,705,070	1,141,014	
用地権利設定※1	2,758,608	1,207,019	2,907,870	1,496,725	2,263,589	10,633,815	2,126,763	915,644	955,041	1,184,779	736,457	1,705,958	5,497,879	1,099,576	
その他	1,146,746	740,810	962,287	1,414,061	682,209	4,946,114	989,223	461,536	842,325	394,912	582,631	1,607,340	3,888,744	777,749	
合計	37,016,694	33,934,969	28,950,416	42,101,972	22,861,373	164,865,426	32,973,085	28,256,021	33,908,110	29,536,055	24,714,099	32,993,749	149,408,034	29,881,607	
修繕費振替額（通信）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
（参考）離島等供給に係る設備投資	1,521,156	1,990,047	2,157,346	1,789,706	687,714	8,145,971	1,629,194	714,376	1,516,281	2,065,708	599,019	1,041,711	5,937,095	1,187,419	

（記載注意）

※1　規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に関して設定された地役権等をいう。

第３表

第３区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
修繕費 ※1	48,595,368	43,825,265	42,863,560	47,861,650	49,188,273	232,334,117	46,466,823	48,079,971	47,780,209	47,983,309	46,336,224	45,763,989	235,943,702	47,188,740	
委託費 ※2	3,947	3,628	4,058	12,469	8,240	32,343	6,469	15,791	20,661	17,602	14,475	21,421	89,950	17,990	
固定資産除却費	21,658,954	18,985,578	18,410,737	17,802,231	16,220,304	93,077,807	18,615,561	19,692,950	18,440,866	17,098,433	16,594,080	16,352,047	88,178,376	17,635,675	
賃借料 ※3	8,644,284	10,424,007	12,653,620	11,477,892	11,662,983	54,862,788	10,972,558	12,181,143	12,196,660	12,045,016	11,984,820	11,919,820	60,327,459	12,065,492	
託送料 ※4	580,135	589,534	597,421	703,152	960,850	3,431,093	686,219	956,811	956,090	955,451	954,884	954,383	4,777,619	955,524	
共有設備費等分担額	27,622	30,236	41,407	44,706	43,703	187,677	37,535	26,170	36,593	21,069	19,592	19,157	122,581	24,516	
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	50,668	53,337	50,203	42,436	42,181	238,829	47,766	42,182	42,182	42,182	42,182	42,182	210,910	42,182	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	351,770	459,478	530,045	344,903	1,013,356	2,699,554	539,911	762,263	756,360	752,540	748,720	746,941	3,766,824	753,365	
需給調整市場手数料 ※6	－	－	－	－	61,564	61,564	12,313	61,564	61,564	61,564	61,564	61,564	307,820	61,564	
電力費振替勘定（貸方）	▲ 44,007	▲ 47,029	▲ 127,097	－	－	▲ 218,134	▲ 43,627	▲ 1,724	▲ 4,934	▲ 4,948	▲ 4,182	▲ 6,254	▲ 22,042	▲ 4,408	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	308,633	238,807	506,821	64,227	－	1,118,489	223,698	－	－	－	－	－	－	－	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
廃炉等負担金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
離島等供給に係る費用 ※7	8,947,082	9,805,778	9,205,848	8,946,056	9,952,647	46,857,414	9,371,483	12,469,605	12,016,347	12,316,902	12,342,057	12,982,193	62,127,104	12,425,421	
離島等供給に係る収益 ※8	▲ 3,746,948	▲ 3,955,942	▲ 3,798,614	▲ 3,361,334	▲ 3,757,503	▲ 18,620,343	▲ 3,724,069	▲ 5,274,700	▲ 5,239,485	▲ 5,208,231	▲ 5,190,916	▲ 5,153,917	▲ 26,067,249	▲ 5,213,450	▲表示で記載
第３区分費用計	85,377,512	80,412,680	80,938,014	83,938,391	85,396,602	416,063,202	83,212,640	89,012,026	87,063,113	86,080,889	83,903,500	83,703,526	429,763,054	85,952,611	

（記載注意）

※1：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※2：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※3：第６条に規定するものを除く。
※4：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※5：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※6：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※7：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※8：送配電等業務に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（1）第５条第３項関係

［修繕費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	設備取替・補修	4,548,035	4,061,912	2,897,935	3,739,263	3,927,035	19,174,182	3,834,836	3,732,975	3,635,202	3,470,557	3,256,499	3,236,850	17,332,083	3,466,417	
	塗装	1,150,224	1,107,050	936,528	1,028,362	953,199	5,175,363	1,035,073	1,292,328	1,319,695	1,351,927	1,380,790	1,355,185	6,699,925	1,339,985	
	保安対策	3,261,246	3,186,222	2,798,492	2,132,055	2,436,251	13,814,268	2,762,854	3,016,234	3,000,764	2,945,718	2,914,181	2,932,342	14,809,239	2,961,848	
	第三者要請対応	－	1,225	－	－	－	1,225	245	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	6,152,317	5,841,902	5,573,748	5,467,651	5,548,634	28,584,254	5,716,851	6,097,570	5,954,396	5,911,496	5,928,528	5,881,092	29,773,082	5,954,616	
	計	15,111,824	14,198,312	12,206,705	12,367,332	12,865,119	66,749,293	13,349,859	14,139,107	13,910,057	13,679,698	13,479,998	13,405,469	68,614,329	13,722,866	
変電設備	設備取替・補修	4,053,923	3,375,327	3,539,267	4,019,564	4,092,605	19,080,689	3,816,138	3,451,321	3,595,586	4,207,331	3,847,090	3,299,482	18,400,810	3,680,162	
	塗装	317,444	226,277	306,195	412,291	352,461	1,614,670	322,934	397,422	580,778	579,366	556,596	560,042	2,674,204	534,841	
	保安対策	727,041	562,418	589,432	742,939	686,597	3,308,430	661,686	617,561	587,485	590,716	584,037	617,939	2,997,738	599,548	
	第三者要請対応	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	1,640,635	2,178,920	1,400,589	1,494,057	2,089,928	8,804,131	1,760,826	2,025,509	1,721,234	2,029,215	1,372,510	1,384,970	8,533,438	1,706,688	
	計	6,739,044	6,342,944	5,835,484	6,668,853	7,221,594	32,807,921	6,561,584	6,491,813	6,485,083	7,406,628	6,360,233	5,862,433	32,606,190	6,521,238	
配電設備	第三者要請対応	－	－	－	－	－	－	－	255,201	254,518	254,183	254,396	253,017	1,271,315	254,263	
	その他	22,959,843	19,392,486	19,963,298	24,501,243	24,772,022	111,588,893	22,317,779	21,992,063	22,100,490	21,849,764	21,733,982	21,706,954	109,383,253	21,876,651	
	計	22,959,843	19,392,486	19,963,298	24,501,243	24,772,022	111,588,893	22,317,779	22,247,264	22,355,008	22,103,947	21,988,378	21,959,971	110,654,568	22,130,914	
業務設備	第三者要請対応	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	3,784,656	3,891,522	4,858,071	4,324,221	4,329,536	21,188,009	4,237,602	5,201,787	5,030,061	4,793,036	4,507,615	4,536,116	24,068,615	4,813,723	
	計	3,784,656	3,891,522	4,858,071	4,324,221	4,329,536	21,188,009	4,237,602	5,201,787	5,030,061	4,793,036	4,507,615	4,536,116	24,068,615	4,813,723	
合計		48,595,368	43,825,265	42,863,560	47,861,650	49,188,273	232,334,117	46,466,823	48,079,971	47,780,209	47,983,309	46,336,224	45,763,989	235,943,702	47,188,740	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
変電設備	3,947	3,628	4,058	12,469	8,240	32,343	6,469	15,791	20,661	17,602	14,475	21,421	89,950	17,990	
配電設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
業務設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	3,947	3,628	4,058	12,469	8,240	32,343	6,469	15,791	20,661	17,602	14,475	21,421	89,950	17,990	

［固定資産除却費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	除却損	2,001,061	1,426,753	1,590,785	909,603	976,872	6,905,075	1,381,015	1,581,218	1,072,922	1,143,951	761,430	747,655	5,307,176	1,061,435	
	除却費用	5,956,547	4,120,906	3,513,487	2,990,875	3,421,596	20,003,413	4,000,683	5,565,278	5,385,254	4,925,065	5,048,339	5,089,830	26,013,766	5,202,753	
変電設備	除却損	2,374,329	3,737,865	3,288,183	1,687,446	1,357,815	12,445,639	2,489,128	909,069	773,766	494,640	433,620	482,239	3,093,334	618,667	
	除却費用	2,481,434	2,451,058	2,163,361	2,056,618	2,270,471	11,422,945	2,284,589	3,639,457	3,082,986	2,807,541	2,382,505	2,396,039	14,308,528	2,861,706	
配電設備	除却損	1,241,501	1,095,091	1,061,731	726,476	1,109,510	5,234,311	1,046,862	1,041,595	816,400	977,605	1,526,137	969,172	5,330,909	1,066,182	
	除却費用	5,474,602	4,729,765	5,554,591	5,364,220	5,611,822	26,735,001	5,347,000	5,572,060	5,418,664	5,292,201	5,280,085	5,204,980	26,767,990	5,353,598	
業務設備	除却損	1,402,431	717,168	670,959	3,360,027	779,467	6,930,054	1,386,011	373,015	466,285	544,863	379,625	213,035	1,976,823	395,365	
	除却費用	727,046	706,971	567,636	706,963	692,747	3,401,365	680,273	1,011,258	1,424,589	912,567	782,339	1,249,097	5,379,850	1,075,970	
合計	除却損	7,019,324	6,976,877	6,611,660	6,683,553	4,223,665	31,515,081	6,303,016	3,904,897	3,129,373	3,161,059	3,100,812	2,412,101	15,708,242	3,141,648	
	除却費用	14,639,630	12,008,700	11,799,077	11,118,678	11,996,638	61,562,725	12,312,545	15,788,053	15,311,493	13,937,374	13,493,268	13,939,946	72,470,134	14,494,027	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
借地借家料	4,341,434	4,837,658	6,776,974	6,544,764	6,673,558	29,174,390	5,834,878	6,761,052	6,742,108	6,638,292	6,604,597	6,570,900	33,316,949	6,663,390	
機械賃借料	64,921	1,080,212	1,065,446	3,758	5,932	2,220,270	444,054	31,953	31,802	31,671	31,510	31,349	158,285	31,657	
車両リース料	1,247,306	1,267,641	1,299,330	1,371,749	1,367,852	6,553,881	1,310,776	1,444,522	1,436,967	1,429,710	1,422,452	1,415,195	7,148,846	1,429,769	
その他	2,990,622	3,238,494	3,511,869	3,557,619	3,615,640	16,914,246	3,382,849	3,943,616	3,985,783	3,945,343	3,926,261	3,902,376	19,703,379	3,940,676	
合計	8,644,284	10,424,007	12,653,620	11,477,892	11,662,983	54,862,788	10,972,558	12,181,143	12,196,660	12,045,016	11,984,820	11,919,820	60,327,459	12,065,492	

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
合計	580,135	589,534	597,421	703,152	960,850	3,431,093	686,219	956,811	956,090	955,451	954,884	954,383	4,777,619	955,524	

第４表

離島等供給に係る費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
役員給与	2,218	1,766	1,556	2,488	2,219	10,250	2,050	1,339	1,333	1,326	1,319	1,312	6,629	1,326	
給料手当	377,179	342,598	322,099	647,422	631,229	2,320,529	464,106	666,696	658,024	649,684	641,412	635,587	3,251,403	650,281	
給料手当振替額（貸方）	▲ 2,120	▲ 2,080	▲ 1,557	▲ 5,720	▲ 5,072	▲ 16,551	▲ 3,310	▲ 7,866	▲ 7,765	▲ 7,667	▲ 7,570	▲ 7,501	▲ 38,369	▲ 7,674	▲表示で記載
退職給与金	23,312	20,809	19,438	45,276	35,943	144,780	28,956	33,439	30,400	28,527	27,555	25,787	145,708	29,142	
厚生費	74,654	68,903	62,552	123,156	125,051	454,318	90,864	123,224	121,256	120,200	118,769	117,818	601,267	120,253	
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	7,636	－	－	1,254	616	9,507	1,901	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	16,090	17,025	14,503	8,385	5,683	61,688	12,338	6,040	5,600	5,467	5,427	5,400	27,934	5,587	
燃料費	3,024,703	3,596,095	3,490,905	2,612,587	3,632,985	16,357,278	3,271,456	5,090,696	5,106,309	5,112,719	5,068,511	5,023,399	25,401,634	5,080,327	
廃棄物処理費	25,575	26,922	25,395	32,657	27,908	138,458	27,692	28,520	28,376	28,233	28,090	27,946	141,165	28,233	
消耗品費	127,586	120,302	109,645	124,832	92,368	574,736	114,947	117,272	114,978	113,600	115,683	118,796	580,329	116,066	
修繕費	2,102,647	2,062,028	2,000,102	2,064,608	1,754,975	9,984,362	1,996,872	2,354,195	1,953,759	2,204,397	2,243,661	1,978,228	10,734,240	2,146,848	
水利使用料	1,838	1,869	1,876	1,876	1,876	9,337	1,867	1,876	1,876	1,876	1,876	1,876	9,380	1,876	
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
賃借料	12,558	6,434	10,012	9,017	9,042	47,065	9,413	10,315	10,272	10,233	10,191	10,149	51,160	10,232	
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託費	403,206	364,912	370,898	410,470	438,869	1,988,358	397,672	440,654	430,023	432,312	418,369	413,352	2,134,710	426,942	
損害保険料	2,358	2,429	3,944	3,426	3,542	15,701	3,140	3,337	3,320	3,304	3,287	3,270	16,518	3,304	
普及開発関係費	34	33	36	35	29	168	34	91	90	90	89	89	449	90	
養成費	3,826	3,554	3,672	3,248	5,047	19,349	3,870	6,692	6,638	6,628	6,566	6,564	33,088	6,618	
研究費	32,780	30,712	26,532	25,730	33,303	149,059	29,812	77,391	58,249	58,090	57,646	57,351	308,727	61,745	
諸費	61,001	62,161	61,908	119,786	126,808	431,665	86,333	126,643	118,622	116,022	119,475	116,465	597,227	119,445	
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
減価償却費	1,087,274	1,216,466	1,302,618	1,292,113	998,572	5,897,045	1,179,409	1,129,233	1,178,959	1,245,224	1,190,561	1,174,933	5,918,910	1,183,782	
固定資産税	113,353	108,641	123,287	140,008	137,559	622,850	124,570	151,303	159,187	155,475	153,497	150,700	770,162	154,032	
雑税	2,230	405	14	20	26	2,697	539	539	539	539	539	539	2,695	539	
固定資産除却費	393,998	610,515	299,906	317,370	553,204	2,174,995	434,999	396,894	334,663	328,266	439,521	1,439,448	2,938,792	587,758	
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社購入電源費	1,052,141	1,142,559	954,094	965,454	1,340,611	5,454,860	1,090,972	1,710,623	1,701,109	1,701,743	1,696,909	1,679,937	8,490,321	1,698,064	
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
非化石証書購入費	－	－	21	159	245	426	85	459	530	614	674	748	3,025	605	
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 510	▲ 530	▲ 497	－	－	▲ 1,538	▲ 308	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	1,504	1,241	2,879	388	－	6,013	1,203	－	－	－	－	－	－	－	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

第４表

離島等供給に係る費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
法人税等	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
離島等供給に係る費用計	8,947,082	9,805,778	9,205,848	8,946,056	9,952,647	46,857,414	9,371,483	12,469,605	12,016,347	12,316,902	12,342,057	12,982,193	62,127,104	12,425,421	
（参考）事業報酬	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

第５表

離島等供給に係る収益明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
電灯料	▲ 1,816,074	▲ 1,936,696	▲ 1,867,799	▲ 1,713,557	▲ 1,923,154	▲ 9,257,282	▲ 1,851,456	▲ 2,264,678	▲ 2,249,111	▲ 2,245,001	▲ 2,247,031	▲ 2,229,980	▲ 11,235,801	▲ 2,247,160	▲表示で記載
電力料	▲ 1,930,873	▲ 2,019,245	▲ 1,930,815	▲ 1,647,776	▲ 1,834,349	▲ 9,363,060	▲ 1,872,612	▲ 3,010,022	▲ 2,990,374	▲ 2,963,230	▲ 2,943,885	▲ 2,923,937	▲ 14,831,448	▲ 2,966,290	▲表示で記載
離島等供給に係る収益計	▲ 3,746,948	▲ 3,955,942	▲ 3,798,614	▲ 3,361,334	▲ 3,757,503	▲ 18,620,343	▲ 3,724,069	▲ 5,274,700	▲ 5,239,485	▲ 5,208,231	▲ 5,190,916	▲ 5,153,917	▲ 26,067,249	▲ 5,213,450	▲表示で記載

第６表

制御不能費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
減価償却費 ※1	100,486,615	103,801,245	105,703,497	107,439,774	83,138,946	500,570,079	100,114,016	78,044,688	81,078,590	76,582,969	71,634,250	67,237,811	374,578,308	74,915,662	
退職給与金 ※2	8,516,324	11,799,761	2,062,251	3,825,138	346,215	26,549,690	5,309,938	▲ 2,266,098	1,101,691	－	－	－	▲ 1,164,407	▲ 232,881	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	856,811	617,385	784,604	422,407	495,646	3,176,854	635,371	－	67,000	67,000	67,000	－	201,000	40,200	
賃借料 ※3	9,870,387	9,820,050	9,886,012	10,031,438	10,106,635	49,714,525	9,942,905	9,942,908	9,942,908	9,942,908	9,942,908	9,942,908	49,714,540	9,942,908	
諸費 ※4	1,035,827	1,022,870	1,554,941	1,678,853	1,116,926	6,409,419	1,281,884	1,389,019	1,391,045	2,920,859	2,745,198	3,122,470	11,568,591	2,313,718	
貸倒損	▲ 55,689	60,275	▲ 28,916	181,973	1,770,249	1,927,892	385,578	31,181	31,181	31,181	31,181	31,182	155,906	31,181	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	176,296	27,333	13,157	72,178	468,902	757,868	151,574	468,903	468,903	468,903	468,903	468,903	2,344,515	468,903	
インバランス収支過不足額 ※5	－	－	－	－	－	－	－	▲ 3,424,583	▲ 441,803	▲ 441,803	▲ 441,803	▲ 441,803	▲ 5,191,795	▲ 1,038,359	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	29,578,837	29,362,440	28,816,034	28,840,757	29,664,181	146,262,251	29,252,450	29,207,000	29,023,000	28,916,000	28,806,000	28,774,000	144,726,000	28,945,200	
事業税	5,190,035	5,261,929	5,288,849	6,074,818	5,480,766	27,296,399	5,459,280	5,744,433	5,990,481	5,997,198	6,145,679	6,176,780	30,054,571	6,010,914	
雑税	599,615	464,724	390,621	446,875	519,048	2,420,884	484,177	484,177	484,177	484,177	484,177	484,177	2,420,885	484,177	
法人税等	42,861	－	1,456,296	6,786,401	15,604,598	23,890,157	4,778,031	13,650,391	13,650,391	13,650,391	13,650,391	13,650,391	68,251,955	13,650,391	
賠償負担金相当金	－	－	－	1,722,455	3,419,504	5,141,960	1,028,392	3,561,509	3,561,509	3,561,509	3,561,509	3,561,509	17,807,545	3,561,509	
廃炉円滑化負担金相当金	－	－	－	706,042	3,850,731	4,556,773	911,355	6,393,577	6,393,577	6,393,577	6,393,577	6,393,577	31,967,885	6,393,577	
固定資産税 ※6	20,853,870	21,151,967	21,011,984	21,164,978	21,465,042	105,647,843	21,129,569	22,227,939	21,628,213	20,318,036	19,033,446	17,816,058	101,023,692	20,204,738	
調整力の確保に要する費用 ※7	9,108	9,494	8,826	6,349	71,621	105,400	21,080	1,506,420	12,124,259	4,416,032	6,970,920	10,769,889	35,787,520	7,157,504	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
制御不能費用計	177,160,902	183,399,478	176,948,162	189,400,441	177,519,016	904,428,001	180,885,600	166,961,464	186,495,122	173,308,937	169,493,336	167,987,852	864,246,711	172,849,342	

（記載注意）

※1：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※2：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。

※3：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。

※4：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。

※5：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。

※6：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。

※7：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。

※8：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第６条第３項第１号関係

［減価償却費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	33,573,919	33,468,531	32,976,724	32,875,045	27,368,899	160,263,121	32,052,624	23,616,558	26,814,627	26,648,793	26,468,055	25,015,405	128,563,438	25,712,688	
変電設備	20,803,744	21,185,235	21,553,290	21,061,119	15,400,755	100,004,146	20,000,829	14,468,537	16,221,591	15,754,761	15,286,579	15,052,357	76,783,825	15,356,765	
配電設備	34,245,730	34,882,614	35,135,277	35,210,310	25,516,365	164,990,299	32,998,060	25,487,072	25,092,053	23,944,634	21,378,546	20,417,313	116,319,618	23,263,924	
業務設備	11,863,220	14,264,864	16,038,205	18,293,298	14,852,925	75,312,513	15,062,503	14,472,521	12,950,319	10,234,781	8,501,070	6,752,736	52,911,427	10,582,285	
合計	100,486,615	103,801,245	105,703,497	107,439,774	83,138,946	500,570,079	100,114,016	78,044,688	81,078,590	76,582,969	71,634,250	67,237,811	374,578,308	74,915,662	

（2）第６条第３項第２号関係

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
数理計算上の差異（2016年度以前発生分）	8,516,324	11,650,685	484,778	－	－	20,651,788	4,130,358	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2017年度発生分）	－	149,075	149,075	111,133	－	409,284	81,857	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2018年度発生分）	－	－	1,428,397	1,048,005	1,048,005	3,524,407	704,881	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2019年度発生分）	－	－	－	2,665,999	2,665,999	5,331,998	1,066,400	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2020年度発生分）	－	－	－	－	▲ 3,367,789	▲ 3,367,789	▲ 673,558	▲ 3,367,789	－	－	－	－	▲ 3,367,789	▲ 673,558	
数理計算上の差異（2021年度発生分）	－	－	－	－	－	－	－	1,101,691	1,101,691	－	－	－	2,203,382	440,676	
合計	8,516,324	11,799,761	2,062,251	3,825,138	346,215	26,549,690	5,309,938	▲ 2,266,098	1,101,691	－	－	－	▲ 1,164,407	▲ 232,881	

数理計算上の差異の償却年数（年）	3

（3）第６条第３項第３号関係

［ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
分析（採油含む）	84,327	6,583	5,362	－	－	96,274	19,255	－	－	－	－	－	－	－	
運搬・処理	772,483	610,802	779,241	422,407	495,646	3,080,580	616,116	－	67,000	67,000	67,000	－	201,000	40,200	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	856,811	617,385	784,604	422,407	495,646	3,176,854	635,371	－	67,000	67,000	67,000	－	201,000	40,200	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
道路占用料	1,174,570	1,141,004	1,173,623	1,253,343	1,326,904	6,069,446	1,213,889	1,213,890	1,213,890	1,213,890	1,213,890	1,213,890	6,069,450	1,213,890	
水面使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
線路使用料	1,673,290	1,683,823	1,679,248	1,688,837	1,697,308	8,422,508	1,684,502	1,684,502	1,684,502	1,684,502	1,684,502	1,684,502	8,422,510	1,684,502	
電柱敷地料	5,148,209	5,165,571	5,184,594	5,195,787	5,198,971	25,893,135	5,178,627	5,178,627	5,178,627	5,178,627	5,178,627	5,178,627	25,893,135	5,178,627	
線下補償料	867,107	824,765	821,476	833,853	813,797	4,161,001	832,200	832,201	832,201	832,201	832,201	832,201	4,161,005	832,201	
河敷料	55,839	57,019	57,853	60,003	61,010	291,726	58,345	58,345	58,345	58,345	58,345	58,345	291,725	58,345	
占用関係借地料	948,081	944,575	965,847	996,245	1,005,053	4,859,804	971,961	971,962	971,962	971,962	971,962	971,962	4,859,810	971,962	
その他	3,288	3,289	3,369	3,366	3,590	16,902	3,380	3,381	3,381	3,381	3,381	3,381	16,905	3,381	
合計	9,870,387	9,820,050	9,886,012	10,031,438	10,106,635	49,714,525	9,942,905	9,942,908	9,942,908	9,942,908	9,942,908	9,942,908	49,714,540	9,942,908	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
受益者負担金	502,870	462,751	761,161	707,380	25,874	2,460,039	492,008	－	8,255	1,538,800	1,364,084	1,742,380	4,653,519	930,704	
推進機関の会費（特別会費を含む）	532,956	560,119	793,780	971,473	1,008,457	3,866,785	773,357	804,964	804,964	804,964	804,964	804,964	4,024,820	804,964	
災害等扶助拠出金	－	－	－	－	82,594	82,594	16,519	584,055	577,826	577,095	576,150	575,126	2,890,252	578,050	
合計	1,035,827	1,022,870	1,554,941	1,678,853	1,116,926	6,409,419	1,281,884	1,389,019	1,391,045	2,920,859	2,745,198	3,122,470	11,568,591	2,313,718	

［貸倒損］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
貸倒損引当額	316	57,884	28,837	182,265	1,846,139	2,115,444	423,089	31,181	31,181	31,181	31,181	31,182	155,906	31,181	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	▲ 56,005	2,390	▲ 57,754	▲ 292	▲ 75,889	▲ 187,551	▲ 37,510								
合計	▲ 55,689	60,275	▲ 28,916	181,973	1,770,249	1,927,892	385,578	31,181	31,181	31,181	31,181	31,182	155,906	31,181	

［振替損失調整額］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
振替損失電力量（千kWh）	20,601	2,938	1,688	12,450	25,506	63,182	12,636	25,506	25,506	25,506	25,506	25,506	127,530	25,506	
振替損失調整額	176,296	27,333	13,157	72,178	468,902	757,868	151,574	468,903	468,903	468,903	468,903	468,903	2,344,515	468,903	

［インバランス収支過不足額］

参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額（千円）	▲ 17,122,915

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
インバランス収支過不足額	1,471,432	2,218,381	▲ 2,620,940	▲ 24,090,023	5,552,711	▲ 17,468,438	▲ 3,493,688	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
「参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額」に係る回収・還元調整額								▲ 3,424,583	▲ 441,803	▲ 441,803	▲ 441,803	▲ 441,803	▲ 5,191,795	▲ 1,038,359	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年度の収支過不足額に伴う調整額11,931,120千円が含まれる
合計								▲ 3,424,583	▲ 441,803	▲ 441,803	▲ 441,803	▲ 441,803	▲ 5,191,795	▲ 1,038,359	

（４）第６条第３項第８号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法第二十八条の四十第一項第五号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	11,445,032	3,725,950	6,279,107	10,080,240	31,530,329	6,306,066	
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用	9,108	9,494	8,826	9,987	10,855	48,271	9,654	18,390	－	10,855	12,586	10,422	52,253	10,451	
電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
最終保障供給に係る利益又は損失	－	－	－	▲ 3,637	60,766	57,128	11,426	1,488,030	679,227	679,227	679,227	679,227	4,204,938	840,988	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年3月から2023年3月までの調整額として4,147,809千円が含まれる
合計	9,108	9,494	8,826	6,349	71,621	105,400	21,080	1,506,420	12,124,259	4,416,032	6,970,920	10,769,889	35,787,520	7,157,504	

第７表

事後検証費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
託送料 ※1	680,289	651,375	744,418	948,619	1,889,975	4,914,679	982,936	1,644,331	1,644,544	1,551,697	1,583,507	1,678,158	8,102,237	1,620,447	
補償費	381,588	350,693	206,460	186,497	139,011	1,264,251	252,850	252,849	252,849	252,849	252,849	252,849	1,264,245	252,849	
事業者間精算費	410,941	220,718	51,343	295,083	561,486	1,539,573	307,915	561,486	561,486	561,486	561,486	561,486	2,807,430	561,486	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	－	－	1,440,199	33,528	▲ 24,172	1,449,556	289,911	309,395	309,395	309,395	309,395	309,395	1,546,975	309,395	
調整力の確保に要する費用 ※3	13,028,285	12,637,107	12,925,894	12,892,908	17,468,102	68,952,298	13,790,460	22,742,714	29,257,231	32,188,863	29,282,794	29,274,235	142,745,837	28,549,167	
発電抑制に要する費用 ※4	－	－	－	－	－	－	－	9,290	14,130	18,960	24,160	24,160	90,700	18,140	
事後検証費用計	14,501,104	13,859,895	15,368,317	14,356,637	20,034,403	78,120,359	15,624,072	25,520,065	32,039,635	34,883,250	32,014,191	32,100,283	156,557,424	31,311,485	

（記載注意）

※1：連系線の増強等に係る費用に限る。

※2：災害等扶助交付金を含む。

※3：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。

※4：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第７条第３項第１号関係

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
合計	680,289	651,375	744,418	948,619	1,889,975	4,914,679	982,936	1,644,331	1,644,544	1,551,697	1,583,507	1,678,158	8,102,237	1,620,447	

［事業者間精算費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	41,066	20,060	2,794	17,355	114,221	195,496	39,099	114,221	114,221	114,221	114,221	114,221	571,105	114,221	
	電力量料金	11,498	5,616	782	4,859	31,981	54,738	10,948	31,982	31,982	31,982	31,982	31,982	159,910	31,982	
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	1,960,241	994,438	43,579	214,937	369,083	3,582,279	716,456	369,083	369,083	369,083	369,083	369,083	1,845,415	369,083	
	電力量料金	372,445	188,943	8,280	40,838	70,125	680,632	136,126	70,126	70,126	70,126	70,126	70,126	350,630	70,126	
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	14,795	16,292	30,180	166,018	302,613	529,897	105,979	302,613	302,613	302,613	302,613	302,613	1,513,065	302,613	
	電力量料金	15,534	17,106	31,689	174,318	317,743	556,392	111,278	317,743	317,743	317,743	317,743	317,743	1,588,715	317,743	
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	15	2,404	5,316	11,255	84,214	103,204	20,641	84,214	84,214	84,214	84,214	84,214	421,070	84,214	
	電力量料金	7	683	1,499	4,446	32,775	39,412	7,882	32,776	32,776	32,776	32,776	32,776	163,880	32,776	
関西電力送配電	電力量（千kWh）	14,174	14,602	17,244	125,575	231,685	403,280	80,656	231,685	231,685	231,685	231,685	231,685	1,158,425	231,685	
	電力量料金	3,270	3,358	3,966	28,882	53,287	92,764	18,553	53,287	53,287	53,287	53,287	53,287	266,435	53,287	
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	8,431	5,392	6,137	98,739	107,880	226,580	45,316	107,880	107,880	107,880	107,880	107,880	539,400	107,880	
	電力量料金	2,529	1,617	1,841	29,621	32,364	67,973	13,595	32,364	32,364	32,364	32,364	32,364	161,820	32,364	
四国電力送配電	電力量（千kWh）	4,707	3,362	2,835	10,366	22,366	43,636	8,727	22,366	22,366	22,366	22,366	22,366	111,830	22,366	
	電力量料金	3,568	2,555	2,154	7,831	16,618	32,728	6,546	16,619	16,619	16,619	16,619	16,619	83,095	16,619	
九州電力送配電	電力量（千kWh）	7,451	2,995	4,038	15,303	23,533	53,319	10,664	23,533	23,533	23,533	23,533	23,533	117,665	23,533	
	電力量料金	2,086	838	1,130	4,284	6,589	14,929	2,986	6,589	6,589	6,589	6,589	6,589	32,945	6,589	
合計	電力量（千kWh）	2,050,880	1,059,545	112,123	659,548	1,255,594	5,137,691	1,027,538	1,255,594	1,255,594	1,255,594	1,255,594	1,255,594	6,277,970	1,255,594	
	電力量料金	410,941	220,718	51,343	295,083	561,486	1,539,573	307,915	561,486	561,486	561,486	561,486	561,486	2,807,430	561,486	

（２）第７条第３項第２号関係

［補償費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
定期的補償費	14,947	14,740	11,747	23,473	6,539	71,448	14,290	14,289	14,289	14,289	14,289	14,289	71,445	14,289	
臨時的補償費	222,982	230,970	71,406	54,230	38,887	618,477	123,695	123,694	123,694	123,694	123,694	123,694	618,470	123,694	
損害賠償費	143,658	104,982	123,307	108,793	93,583	574,325	114,865	114,866	114,866	114,866	114,866	114,866	574,330	114,866	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	381,588	350,693	206,460	186,497	139,011	1,264,251	252,850	252,849	252,849	252,849	252,849	252,849	1,264,245	252,849	

（３）第７条第３項第３号関係

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
委託費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
修繕費	－	－	1,440,199	33,528	－	1,473,728	294,746	515,659	515,659	515,659	515,659	515,659	2,578,295	515,659	
固定資産除却費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	▲ 24,172	▲ 24,172	▲ 4,834	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 1,031,320	▲ 206,264	▲表示で記載
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	－	－	1,440,199	33,528	▲ 24,172	1,449,556	289,911	309,395	309,395	309,395	309,395	309,395	1,546,975	309,395	

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］過去10年間の実績額

（単位：千円）

	2012年度（実績）	2013年度（実績）	2014年度（実績）	2015年度（実績）	2016年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 10ヶ年計	参照期間 10ヶ年平均	備考
委託費	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
修繕費	2,795,851	822,748	47,177	17,070	－			－	－	1,440,199	33,528	－	5,156,576	515,658	
固定資産除却費	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	－			－	－	－	－	▲ 24,172	▲ 24,172	▲ 2,417	▲表示で記載
その他	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
合計	2,795,851	822,748	47,177	17,070	－			－	－	1,440,199	33,528	▲ 24,172	5,132,404	513,240	

（４）第７条第３項第４号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
一般送配電事業者が、電気の周波数の値の維持及びインバランスを調整するための指令をすることができる調整電源等を公募により調達するのに要する費用	11,721,148	10,811,566	10,977,485	11,264,471	11,656,342	56,431,014	11,286,203	9,074,860	－	－	－	－	9,074,860	1,814,972	
一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用	1,307,136	1,825,540	1,948,409	1,627,413	5,809,861	12,518,362	2,503,672	6,854,563	－	－	－	－	6,854,563	1,370,913	
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用	－	－	－	－	－	－	－	6,811,393	29,255,333	32,186,965	29,280,896	29,272,337	126,806,924	25,361,385	
その他	－	－	－	1,024	1,897	2,921	584	1,898	1,898	1,898	1,898	1,898	9,490	1,898	
合計	13,028,285	12,637,107	12,925,894	12,892,908	17,468,102	68,952,298	13,790,460	22,742,714	29,257,231	32,188,863	29,282,794	29,274,235	142,745,837	28,549,167	

第８表

次世代投資費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
減価償却費	－	－	－	－	－	－	－	214,612	1,361,449	4,331,866	5,764,366	6,073,701	17,745,994	3,549,199	
固定資産税	－	－	－	－	－	－	－	－	15,921	172,973	235,462	259,220	683,576	136,715	
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託費	－	－	－	－	20,775	20,775	4,155	28,497	28,497	279,497	279,497	279,497	895,485	179,097	
諸費	－	－	1,946	5,974	145,282	153,203	30,641	395,031	741,861	968,966	1,078,786	1,350,833	4,535,477	907,095	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	342,928	2,608,356	6,102,678	6,622,704	15,676,666	3,135,333	
次世代投資費用計	－	－	1,946	5,974	166,058	173,979	34,796	638,140	2,490,656	8,361,658	13,460,789	14,585,955	39,537,198	7,907,440	

第９表

事業報酬明細表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産		1,645,008,927	1,685,718,406	1,728,141,125	1,761,145,446	1,804,291,352	8,624,305,256	1,724,861,051	
建設中の資産		19,045,507	35,483,274	52,686,472	62,573,603	59,923,084	229,711,940	45,942,388	
特定投資		9,307,942	8,585,053	7,921,379	7,313,825	6,754,485	39,882,684	7,976,537	
運転資本	営業資本	33,269,587	34,498,292	34,012,077	34,497,785	34,212,412	170,490,153	34,098,031	
	貯蔵品	7,487,946	7,634,105	7,811,244	7,953,254	8,070,195	38,956,744	7,791,349	
	計	40,757,533	42,132,397	41,823,321	42,451,039	42,282,607	209,446,897	41,889,379	
繰延償却資産		－	－	－	－	－	－	－	
レートベース計		1,714,119,909	1,771,919,130	1,830,572,297	1,873,483,913	1,913,251,528	9,103,346,777	1,820,669,355	
報酬率		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	
事業報酬計		25,711,799	26,578,787	27,458,584	28,102,259	28,698,773	136,550,202	27,310,040	

第１０表

追加事業報酬明細表

（単位：千円）

	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
追加事業報酬額	163,800	260,749	394,831	547,702	760,157	2,127,239	425,448	
追加事業報酬計	163,800	260,749	394,831	547,702	760,157	2,127,239	425,448	

第１１表

追加事業報酬対象額明細表

（単位：千円）

	設備名称	区間	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産	東北東京間連系線	丸森いわき幹線他	－	－	4,157,166	10,019,010	25,841,398	40,017,574	8,003,515	
特定固定資産	東北東京間連系線	宮城丸森幹線他	－	－	102,797	9,766,944	38,317,974	48,187,715	9,637,543	
特定固定資産	東京中部間直流連系設備	東京電力パワーグリッド分	6,300,568	5,852,443	5,438,630	5,056,035	4,701,896	27,349,572	5,469,914	
特定固定資産	東京中部間直流連系設備	中部電力パワーグリッド分	3,007,374	2,732,610	2,482,749	2,257,790	2,052,589	12,533,112	2,506,622	
特定固定資産	北海道本州間連系設備	今別幹線	301,518	982,085	1,502,192	1,695,284	1,650,875	6,131,954	1,226,391	
建設中の資産	東北東京間連系線	丸森いわき幹線他	▲ 165,708	4,093,172	10,121,371	14,522,657	10,701,967	39,273,459	7,854,692	
建設中の資産	東北東京間連系線	宮城丸森幹線他	12,264,752	21,106,184	28,839,225	29,709,217	18,087,524	110,006,902	22,001,380	
建設中の資産	北海道本州間連系設備	今別幹線	131,556	－	－	－	－	131,556	26,311	
合計			21,840,060	34,766,494	52,644,130	73,026,937	101,354,223	283,631,844	56,726,369	

第１２表

控除収益明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
地帯間販売送電料	▲ 10,780	▲ 10,970	▲ 10,091	▲ 9,853	▲ 10,135	▲ 51,832	▲ 10,366	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 50,680	▲ 10,136	▲表示で記載
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
託送収益 ※1	▲ 225,051	▲ 268,559	▲ 213,120	▲ 489,170	▲ 1,050,185	▲ 2,246,087	▲ 449,217	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,364,656	▲ 5,604,352	▲ 1,120,870	▲表示で記載
事業者間精算収益	▲ 8,229,424	▲ 8,798,642	▲ 10,094,815	▲ 11,042,089	▲ 9,886,257	▲ 48,051,230	▲ 9,610,246	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 49,431,285	▲ 9,886,257	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	▲ 4,863,548	▲ 4,501,950	▲ 4,283,708	▲ 15,153,310	▲ 15,732,077	▲ 44,534,594	▲ 8,906,919	▲ 15,987,301	▲ 16,058,383	▲ 16,156,723	▲ 16,258,584	▲ 17,322,149	▲ 81,783,140	▲ 16,356,628	▲表示で記載
預金利息	▲ 1,311	▲ 415	▲ 736	▲ 30	▲ 58	▲ 2,552	▲ 510	▲ 45	▲ 45	▲ 45	▲ 45	▲ 45	▲ 225	▲ 45	▲表示で記載
控除収益計	▲ 13,330,116	▲ 13,580,538	▲ 14,602,472	▲ 26,694,453	▲ 26,678,715	▲ 94,886,296	▲ 18,977,259	▲ 26,943,663	▲ 27,014,745	▲ 27,113,085	▲ 27,214,946	▲ 28,583,243	▲ 136,869,682	▲ 27,373,936	

（記載注意）

※1：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。

※2：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（１）第１１条第３項関係

［託送収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
合計	▲ 225,051	▲ 268,559	▲ 213,120	▲ 489,170	▲ 1,050,185	▲ 2,246,087	▲ 449,217	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,364,656	▲ 5,604,352	▲ 1,120,870	▲表示で記載

［事業者間精算収益］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 1,124,407	▲ 864,584	▲ 2,045,410	▲ 1,065,858	▲ 300,463	▲ 5,400,721	▲ 1,080,144	▲ 300,463	▲ 300,463	▲ 300,463	▲ 300,463	▲ 300,463	▲ 1,502,315	▲ 300,463	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 404,786	▲ 311,250	▲ 736,347	▲ 383,708	▲ 108,166	▲ 1,944,259	▲ 388,852	▲ 108,167	▲ 108,167	▲ 108,167	▲ 108,167	▲ 108,167	▲ 540,835	▲ 108,167	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 21,581,625	▲ 23,502,390	▲ 25,718,928	▲ 28,420,332	▲ 21,452,636	▲ 120,675,912	▲ 24,135,182	▲ 21,452,636	▲ 21,452,636	▲ 21,452,636	▲ 21,452,636	▲ 21,452,636	▲ 107,263,180	▲ 21,452,636	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 7,769,385	▲ 8,460,860	▲ 9,258,813	▲ 10,231,319	▲ 7,722,948	▲ 43,443,328	▲ 8,688,666	▲ 7,722,949	▲ 7,722,949	▲ 7,722,949	▲ 7,722,949	▲ 7,722,949	▲ 38,614,745	▲ 7,722,949	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 40,132	▲ 47,036	▲ 130,900	▲ 602,991	▲ 4,916,543	▲ 5,737,602	▲ 1,147,520	▲ 4,916,543	▲ 4,916,543	▲ 4,916,543	▲ 4,916,543	▲ 4,916,543	▲ 24,582,715	▲ 4,916,543	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 14,447	▲ 16,932	▲ 47,124	▲ 217,076	▲ 1,769,955	▲ 2,065,536	▲ 413,107	▲ 1,769,955	▲ 1,769,955	▲ 1,769,955	▲ 1,769,955	▲ 1,769,955	▲ 8,849,775	▲ 1,769,955	▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 1,852	▲ 9,339	▲ 23,841	▲ 80,826	▲ 38,060	▲ 153,918	▲ 30,784	▲ 38,060	▲ 38,060	▲ 38,060	▲ 38,060	▲ 38,060	▲ 190,300	▲ 38,060	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 666	▲ 3,361	▲ 8,582	▲ 29,097	▲ 13,701	▲ 55,410	▲ 11,082	▲ 13,702	▲ 13,702	▲ 13,702	▲ 13,702	▲ 13,702	▲ 68,510	▲ 13,702	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 87,017	▲ 8,305	▲ 83,558	▲ 387,661	▲ 620,562	▲ 1,187,104	▲ 237,421	▲ 620,562	▲ 620,562	▲ 620,562	▲ 620,562	▲ 620,562	▲ 3,102,810	▲ 620,562	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 31,326	▲ 2,989	▲ 30,080	▲ 139,558	▲ 223,402	▲ 427,357	▲ 85,471	▲ 223,402	▲ 223,402	▲ 223,402	▲ 223,402	▲ 223,402	▲ 1,117,010	▲ 223,402	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 15,872	▲ 5,370	▲ 13,415	▲ 82,923	▲ 102,171	▲ 219,751	▲ 43,950	▲ 102,171	▲ 102,171	▲ 102,171	▲ 102,171	▲ 102,171	▲ 510,855	▲ 102,171	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 5,713	▲ 1,933	▲ 4,829	▲ 29,852	▲ 36,781	▲ 79,110	▲ 15,822	▲ 36,781	▲ 36,781	▲ 36,781	▲ 36,781	▲ 36,781	▲ 183,905	▲ 36,781	▲表示で記載
四国電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 1,013	▲ 781	▲ 14,637	▲ 19,040	▲ 13,262	▲ 48,734	▲ 9,747	▲ 13,262	▲ 13,262	▲ 13,262	▲ 13,262	▲ 13,262	▲ 66,310	▲ 13,262	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 364	▲ 281	▲ 5,269	▲ 6,854	▲ 4,774	▲ 17,544	▲ 3,509	▲ 4,774	▲ 4,774	▲ 4,774	▲ 4,774	▲ 4,774	▲ 23,870	▲ 4,774	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 7,594	▲ 2,869	▲ 10,466	▲ 12,839	▲ 18,129	▲ 51,897	▲ 10,379	▲ 18,129	▲ 18,129	▲ 18,129	▲ 18,129	▲ 18,129	▲ 90,645	▲ 18,129	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 2,733	▲ 1,032	▲ 3,767	▲ 4,622	▲ 6,526	▲ 18,682	▲ 3,736	▲ 6,526	▲ 6,526	▲ 6,526	▲ 6,526	▲ 6,526	▲ 32,630	▲ 6,526	▲表示で記載
合計	電力量（千kWh）	▲ 22,859,513	▲ 24,440,674	▲ 28,041,154	▲ 30,672,472	▲ 27,461,826	▲ 133,475,640	▲ 26,695,128	▲ 27,461,826	▲ 27,461,826	▲ 27,461,826	▲ 27,461,826	▲ 27,461,826	▲ 137,309,130	▲ 27,461,826	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 8,229,424	▲ 8,798,642	▲ 10,094,815	▲ 11,042,089	▲ 9,886,257	▲ 48,051,230	▲ 9,610,246	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 49,431,285	▲ 9,886,257	▲表示で記載

［電気事業雑収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
契約超過金	▲ 241	▲ 106	▲ 35	▲ 11	▲ 110	▲ 505	▲ 101	▲ 101	▲ 101	▲ 101	▲ 101	▲ 101	▲ 505	▲ 101	▲表示で記載
違約金	▲ 40	－	－	▲ 1	▲ 10	▲ 52	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 50	▲ 10	▲表示で記載
諸貸付料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
受託運転益	▲ 3,161	▲ 2,414	▲ 2,714	▲ 12,196	▲ 8,128	▲ 28,615	▲ 5,723	▲ 9,928	▲ 9,928	▲ 9,928	▲ 9,928	▲ 9,928	▲ 49,640	▲ 9,928	▲表示で記載
器具販売益	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
受託工事益	▲ 1,950	▲ 1,979	▲ 1,255	▲ 5,739	▲ 9,474	▲ 20,399	▲ 4,080	▲ 7,262	▲ 7,262	▲ 7,262	▲ 7,262	▲ 7,262	▲ 36,310	▲ 7,262	▲表示で記載
広告料	▲ 4,689	▲ 4,042	▲ 3,759	▲ 15,290	▲ 14,802	▲ 42,584	▲ 8,517	▲ 13,346	▲ 12,697	▲ 12,080	▲ 11,494	▲ 10,937	▲ 60,554	▲ 12,111	▲表示で記載
供給雑収	▲ 885,413	▲ 961,118	▲ 877,426	▲ 895,186	▲ 875,087	▲ 4,494,232	▲ 898,846	▲ 887,460	▲ 887,460	▲ 887,460	▲ 887,460	▲ 887,460	▲ 4,437,300	▲ 887,460	▲表示で記載
系統設置交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲ 963,536	▲ 963,536	▲ 192,707	▲表示で記載
広域系統整備交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
雑口	▲ 3,968,051	▲ 3,532,288	▲ 3,398,517	▲ 14,224,883	▲ 14,824,463	▲ 39,948,204	▲ 7,989,641	▲ 15,069,194	▲ 15,140,925	▲ 15,239,882	▲ 15,342,329	▲ 15,442,915	▲ 76,235,245	▲ 15,247,049	▲表示で記載
合計	▲ 4,863,548	▲ 4,501,950	▲ 4,283,708	▲ 15,153,310	▲ 15,732,077	▲ 44,534,594	▲ 8,906,919	▲ 15,987,301	▲ 16,058,383	▲ 16,156,723	▲ 16,258,584	▲ 17,322,149	▲ 81,783,140	▲ 16,356,628	▲表示で記載
（再掲）共架料	▲ 994,703	▲ 922,644	▲ 922,189	▲ 3,967,290	▲ 4,110,217	▲ 10,917,044	▲ 2,183,409	▲ 4,259,269	▲ 4,335,913	▲ 4,413,936	▲ 4,493,364	▲ 4,574,222	▲ 22,076,704	▲ 4,415,341	▲表示で記載
（参考）災害等扶助交付金	－	－	－	－	▲ 24,172	▲ 24,172	▲ 4,834	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 1,031,320	▲ 206,264	▲表示で記載

4　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

様式第３（第８条関係）

７部門整理表

（単位：千円）

	水力発電費			火力発電費			新エネルギー等発電費		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般
役員給与	108	－	108	5,488	－	5,488	－	－	－
給料手当	51,768	41,821	9,947	2,662,990	2,157,904	505,086	－	－	－
給料手当振替額（貸方）	-612	-493	-119	-31,504	-25,462	-6,042	－	－	－
退職給与金	2,166	－	2,166	109,974	－	109,974	－	－	－
厚生費	9,598	7,733	1,865	493,734	399,050	94,684	－	－	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	446	359	87	22,938	18,539	4,399	－	－	－
燃料費	－	－	－	25,401,634	25,401,634	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	141,165	141,165	－	－	－	－
消耗品費	656	123	533	570,201	543,153	27,048	－	－	－
修繕費	269,795	264,259	5,536	10,557,423	10,430,581	126,842	39,400	39,400	－
水利使用料	9,380	9,380	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
賃借料	6,505	6,505	－	271,084	44,655	226,429	－	－	－
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託費	87,154	78,657	8,497	1,624,224	1,429,530	194,694	16,745	16,745	－
損害保険料	－	－	－	16,520	9,668	6,852	－	－	－
普及開発関係費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
養成費	310	－	310	29,578	－	29,578	－	－	－
研究費	40	－	40	75,943	－	75,943	197,732	－	197,732
諸費	5,533	－	5,533	356,059	75,097	280,962	－	－	－
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	19,403	17,884	1,519	773,143	742,472	30,671	78,348	78,348	－
雑税	－	－	－	6,613	2,695	3,918	－	－	－
減価償却費	51,633	27,992	23,641	6,368,117	5,890,918	477,199	381,849	381,849	－
固定資産除却費	1,817,133	1,815,147	1,986	1,163,739	1,123,645	40,094	－	－	－
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	76,442	－	76,442	1,685,141	－	1,685,141	23,888	－	23,888
電気事業報酬	25,008	－	25,008	1,099,684	－	1,099,684	25,973	－	25,973
合計	2,432,466	2,269,367	163,099	53,403,888	48,385,244	5,018,644	763,935	516,342	247,593

（記載注意）

1　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。

2　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

様式第３（第８条関係）

７部門整理表

（単位：千円）

	送電費			変電費			配電費		
	計	固　有	一　般	計	固　有	一　般	計	固　有	一　般
役員給与	92,009	－	92,009	111,275	－	111,275	280,337	－	280,337
給料手当	36,205,123	27,736,365	8,468,758	53,145,712	42,903,627	10,242,085	136,412,269	110,609,222	25,803,047
給料手当振替額（貸方）	−428,589	−327,288	−101,301	−628,776	−506,264	−122,512	−1,616,235	−1,307,588	−308,647
退職給与金	1,843,923	－	1,843,923	2,230,034	－	2,230,034	5,618,161	－	5,618,161
厚生費	6,716,765	5,129,207	1,587,558	9,854,033	7,934,047	1,919,986	25,329,280	20,492,229	4,837,051
委託検針費	－	－	－	－	－	－	2,875,910	2,875,910	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	312,032	238,280	73,752	457,776	368,581	89,195	1,176,690	951,980	224,710
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	768,946	315,438	453,508	837,218	288,747	548,471	3,540,274	2,158,503	1,381,771
修繕費	87,106,746	84,003,098	3,103,648	51,575,090	47,877,669	3,697,421	366,085,043	353,510,877	12,574,166
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	516,169	509,110	7,059	70,707	69,740	967	631,598	622,960	8,638
賃借料	18,146,775	8,408,191	9,738,584	5,334,093	1,022,901	4,311,192	69,281,816	47,458,502	21,823,314
託送料	11,624,822	11,624,822	－	902,019	902,019	－	353,015	353,015	－
事業者間精算費	2,807,430	2,807,430	－	－	－	－	－	－	－
委託費	16,924,963	12,161,050	4,763,913	9,900,147	4,224,829	5,675,318	59,866,303	36,612,771	23,253,532
損害保険料	2,340	1,370	970	336,015	196,649	139,366	49,117	28,745	20,372
普及開発関係費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
養成費	497,823	－	497,823	656,110	－	656,110	1,945,448	－	1,945,448
研究費	2,911,279	－	2,911,279	1,120,698	－	1,120,698	5,618,408	－	5,618,408
諸費	17,280,482	8,544,829	8,735,653	9,795,271	4,097,946	5,697,325	38,688,173	24,334,810	14,353,363
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	36,881,323	36,210,214	671,109	19,024,218	18,086,748	937,470	58,251,148	55,198,488	3,052,660
雑税	384,021	156,595	227,426	835,603	340,735	494,868	32,770	13,365	19,405
減価償却費	156,108,150	145,666,676	10,441,474	108,958,951	94,373,284	14,585,667	199,917,937	152,423,020	47,494,917
固定資産除却費	32,198,225	31,320,942	877,283	18,627,337	17,401,862	1,225,475	36,089,379	32,098,899	3,990,480
共有設備費等分担額	116,011	116,011	－	－	－	－	6,570	6,570	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	−669,107	－	−669,107	−84,274	－	−84,274	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	15,368,975	－	15,368,975	10,291,030	－	10,291,030	35,111,536	－	35,111,536
電気事業報酬	43,423,146	－	43,423,146	22,839,402	－	22,839,402	67,361,209	－	67,361,209
合計	487,139,782	374,622,340	112,517,442	326,189,689	239,583,120	86,606,569	1,112,906,156	838,442,278	274,463,878

（記載注意）

1　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。

2　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

様式第３（第８条関係）

７部門整理表

（単位：千円）

	販売費			合計	帰属方法別（%）		
	計	固　有	一　般		直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	111,167	－	111,167	600,384	－	100.000	－
給料手当	53,536,749	43,304,611	10,232,138	282,014,611	80.405	19.595	－
給料手当振替額（貸方）	−633,388	−510,994	−122,394	−3,339,104	80.204	19.796	－
退職給与金	2,227,868	－	2,227,868	12,032,126	－	100.000	－
厚生費	9,926,319	8,008,197	1,918,122	52,329,729	80.204	19.796	－
委託検針費	－	－	－	2,875,910	100.000	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－
雑給	461,136	372,027	89,109	2,431,018	80.204	19.796	－
燃料費	－	－	－	25,401,634	100.000	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	141,165	100.000	－	－
消耗品費	985,994	438,056	547,938	6,703,289	55.853	44.147	－
修繕費	4,561,002	－	4,561,002	520,194,499	95.373	4.627	－
水利使用料	－	－	－	9,380	100.000	－	－
補償費	136,471	134,605	1,866	1,354,945	98.632	－	1.368
賃借料	17,052,886	－	17,052,886	110,093,159	51.721	48.279	－
託送料	－	－	－	12,879,856	100.000	－	－
事業者間精算費	－	－	－	2,807,430	100.000	－	－
委託費	32,494,646	25,493,782	7,000,864	120,914,182	69.446	－	30.554
損害保険料	－	－	－	403,992	58.524	－	41.476
普及開発関係費	68,964	－	68,964	68,964	100.000	－	－
養成費	777,096	－	777,096	3,906,365	55.864	44.136	－
研究費	2,501,821	－	2,501,821	12,425,921	66.185	－	33.815
諸費	30,806,309	25,114,517	5,691,792	96,931,827	68.287	－	31.713
貸倒損	155,906	155,906	－	155,906	100.000	－	－
固定資産税	934,319	－	934,319	115,961,902	95.147	4.853	－
雑税	1,164,573	474,875	689,698	2,423,580	40.777	－	59.223
減価償却費	14,536,634	－	14,536,634	486,323,271	81.996	18.004	－
固定資産除却費	1,221,355	－	1,221,355	91,117,168	91.926	8.074	－
共有設備費等分担額	－	－	－	122,581	100.000	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	−753,381	100.000	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	5,694,943	－	5,694,943	68,251,955	－	－	100.000
電気事業報酬	1,775,780	－	1,775,780	136,550,202	100.000	－	－
合計	180,498,550	102,985,582	77,512,968	2,163,334,466	81.405	12.043	6.553

（記載注意）

１　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。

２　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

様式第４（第１０条関係）

送配電関連費整理表

（単位：千円）

	総離島等供給費				総アンシラリーサービス費	総送電費	受電用変電サービス費	配電用変電サービス費	低圧配電費	高圧配電費	需要家費	給電費	一般販売費	合計	帰属方法別（%）		
		水力発電費分	火力発電費分	新エネルギー等発電費分											直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	5,596	108	5,488	－		92,009	68,048	43,227	67,310	171,352	122,224	17,973	12,645	600,384	23.198	18.516	58.286
給料手当	2,714,758	51,768	2,662,990	－		36,205,123	32,500,197	20,645,515	32,753,052	83,380,169	59,070,804	8,655,317	6,089,676	282,014,611	20.991	18.984	60.025
給料手当振替額（貸方）	−32,116	−612	−31,504	－		−428,589	−384,515	−244,261	−388,064	−987,902	−699,210	−102,400	−72,047	−3,339,104	20.993	18.969	60.038
退職給与金	112,140	2,166	109,974	－		1,843,923	1,363,733	866,301	1,348,940	3,434,025	2,449,468	360,181	253,415	12,032,126	23.198	18.516	58.286
厚生費	503,332	9,598	493,734	－		6,716,765	6,026,037	3,827,996	6,081,647	15,482,182	10,957,881	1,604,794	1,129,095	52,329,729	20.993	18.969	60.038
委託検針費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	2,875,910	－	－	2,875,910	100.000	－	－
委託集金費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	23,384	446	22,938	－		312,032	279,944	177,832	282,527	719,236	509,058	74,552	52,453	2,431,018	20.993	18.969	60.038
燃料費	25,401,634	－	25,401,634	－		－	－	－	－	－	－	－	－	25,401,634	100.000	－	－
廃棄物処理費	141,165	－	141,165	－		－	－	－	－	－	－	－	－	141,165	100.000	－	－
消耗品費	570,857	656	570,201	－		768,946	511,984	325,234	850,032	2,163,945	1,240,731	159,406	112,154	6,703,289	27.839	14.709	57.452
修繕費	10,866,618	269,795	10,557,423	39,400		87,106,746	36,845,244	14,729,846	65,625,613	167,064,573	136,886,220	533,796	535,843	520,194,499	44.477	10.791	44.732
水利使用料	9,380	9,380	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	9,380	100.000	－	－
補償費	－	－	－	－		516,169	14,773	55,934	151,649	386,056	127,057	98,100	5,207	1,354,945	51.719	－	48.281
賃借料	277,589	6,505	271,084	－		18,146,775	3,810,676	1,523,417	19,539,551	49,742,265	8,486,710	6,554,618	2,011,558	110,093,159	16.735	15.490	67.775
託送料	－	－	－	－		11,624,822	299,070	602,949	－	353,015	－	－	－	12,879,856	100.000	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－		2,807,430	－	－	－	－	－	－	－	2,807,430	100.000	－	－
委託費	1,728,123	87,154	1,624,224	16,745		16,924,963	7,072,665	2,827,482	10,302,335	26,226,883	48,102,062	3,928,817	3,800,852	120,914,182	34.845	－	65.155
損害保険料	16,520	－	16,520	－		2,340	70,204	265,811	13,852	35,265	－	－	－	403,992	4.668	－	95.332
普及開発関係費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	68,964	68,964	100.000	－	－
養成費	29,888	310	29,578	－		497,823	397,308	258,802	462,298	1,176,883	570,083	471,865	41,415	3,906,365	32.086	9.321	58.593
研究費	273,715	40	75,943	197,732		2,911,279	685,340	435,358	1,304,580	3,321,098	1,671,888	1,716,046	106,617	12,425,921	46.212	－	53.788
諸費	361,592	5,533	356,059	－		17,280,482	5,990,102	3,805,169	9,289,270	23,647,899	26,268,116	7,068,343	3,220,854	96,931,827	26.703	－	73.297
貸倒損	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	155,906	155,906	100.000	－	－
固定資産税	870,894	19,403	773,143	78,348		36,881,323	11,582,705	7,441,513	15,094,017	38,425,173	5,533,590	23,077	109,610	115,961,902	36.636	17.211	46.153
雑税	6,613	－	6,613	－		384,021	510,996	324,607	7,868	20,030	848,700	188,277	132,468	2,423,580	16.319	－	83.681
減価償却費	6,801,599	51,633	6,368,117	381,849		156,108,150	66,338,568	42,620,383	51,802,589	131,874,996	28,712,570	359,045	1,705,371	486,323,271	36.838	25.394	37.768
固定資産除却費	2,980,872	1,817,133	1,163,739	－		32,198,225	11,341,068	7,286,269	9,351,505	23,806,334	3,979,444	30,167	143,284	91,117,168	41.826	21.784	36.390
共有設備費等分担額	－	－	－	－		116,011	－	－	1,853	4,717	－	－	－	122,581	94.640	－	5.360
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	210,910	－	－	－	－	－	－	－	210,910	100.000	－	－
他社購入電源費	8,490,321	－	6,823,083	1,667,238	208,504,549	－	－	－	－	－	－	－	－	216,994,870	100.000	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	3,025	－		3,025										3,025	100.000	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－		−669,107	−84,274	－	－	－	－	－	－	−753,381	100.000	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	1,785,471	76,442	1,685,141	23,888		15,368,975	6,293,274	3,997,756	7,868,135	20,030,084	11,339,769	920,705	647,786	68,251,955	35.703	－	64.297
電気事業報酬	1,150,665	25,008	1,099,684	25,973		43,423,146	13,966,980	8,872,422	17,454,684	44,434,774	6,758,449	287,091	201,991	136,550,202	36.650	－	63.350
自社アンシラリーサービス費					851,532									851,532	100.000	－	－
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	−50,680	－	－	－	－	－	－	－	−50,680	100.000	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	65,093,635	2,432,466	60,226,971	2,434,198	209,356,081	487,300,012	205,500,127	120,689,562	249,265,243	634,913,052	355,811,524	32,949,770	20,465,117	2,381,344,123	41.850	12.744	45.406

（記載注意）
1　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。
2　自社アンシラリーサービス費の欄には、第８条第１項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。
3　その他は、様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第１１条関係）

送配電関連費明細表

（単位：千円）

	総離島等供給費									総アンシラリーサービス費		
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電費分					
	計			計			計			計		
		固定	可変		固定	可変		固定	可変		固定	可変
役員給与	108	108	－	5,488	5,488	－	－	－	－			
給料手当	51,768	51,768	－	2,662,990	2,662,990	－	－	－	－			
給料手当振替額（貸方）	-612	-612	－	-31,504	-31,504	－	－	－	－			
退職給与金	2,166	2,166	－	109,974	109,974	－	－	－	－			
厚生費	9,598	9,598	－	493,734	493,734	－	－	－	－			
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
雑給	446	446	－	22,938	22,938	－	－	－	－			
燃料費	－	－	－	25,401,634	－	25,401,634	－	－	－			
廃棄物処理費	－	－	－	141,165	－	141,165	－	－	－			
消耗品費	656	656	－	570,201	570,201	－	－	－	－			
修繕費	269,795	269,795	－	10,557,423	10,557,423	－	39,400	39,400	－			
水利使用料	9,380	9,380	－	－	－	－	－	－	－			
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
賃借料	6,505	6,505	－	271,084	271,084	－	－	－	－			
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
委託費	87,154	87,154	－	1,624,224	1,624,224	－	16,745	16,745	－			
損害保険料	－	－	－	16,520	16,520	－	－	－	－			
普及開発関係費	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
養成費	310	310	－	29,578	29,578	－	－	－	－			
研究費	40	40	－	75,943	75,943	－	197,732	197,732	－			
諸費	5,533	5,533	－	356,059	356,059	－	－	－	－			
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
固定資産税	19,403	19,403	－	773,143	773,143	－	78,348	78,348	－			
雑税	－	－	－	6,613	6,613	－	－	－	－			
減価償却費	51,633	51,633	－	6,368,117	6,368,117	－	381,849	381,849	－			
固定資産除却費	1,817,133	1,817,133	－	1,163,739	1,163,739	－	－	－	－			
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	6,823,083	6,823,083	－	1,667,238	1,667,238	－	208,504,549	174,328,419	34,176,130
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	3,025	－	3,025	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－			
法人税等	76,442	76,442	－	1,685,141	1,685,141	－	23,888	23,888	－			
電気事業報酬	25,008	25,008	－	1,099,684	1,099,684	－	25,973	25,973	－			
自社アンシラリーサービス費										851,532	851,532	－
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	2,432,466	2,432,466	－	60,226,971	34,684,172	25,542,799	2,434,198	2,431,173	3,025	209,356,081	175,179,951	34,176,130

（記載注意）

様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第１１条関係）

送配電関連費明細表

（単位：千円）

	総送電費			受電用変電サービス費			配電用変電サービス費			低圧配電費		
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	92,009	92,009	－	68,048	68,048	－	43,227	43,227	－	67,310	67,310	－
給料手当	36,205,123	36,205,123	－	32,500,197	32,500,197	－	20,645,515	20,645,515	－	32,753,052	32,753,052	－
給料手当振替額（貸方）	−428,589	−428,589	－	−384,515	−384,515	－	−244,261	−244,261	－	−388,064	−388,064	－
退職給与金	1,843,923	1,843,923	－	1,363,733	1,363,733	－	866,301	866,301	－	1,348,940	1,348,940	－
厚生費	6,716,765	6,716,765	－	6,026,037	6,026,037	－	3,827,996	3,827,996	－	6,081,647	6,081,647	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	312,032	312,032	－	279,944	279,944	－	177,832	177,832	－	282,527	282,527	－
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	768,946	768,946	－	511,984	511,984	－	325,234	325,234	－	850,032	850,032	－
修繕費	87,106,746	87,106,746	－	36,845,244	36,845,244	－	14,729,846	14,729,846	－	65,625,613	65,625,613	－
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	516,169	516,169	－	14,773	14,773	－	55,934	55,934	－	151,649	151,649	－
賃借料	18,146,775	18,146,775	－	3,810,676	3,810,676	－	1,523,417	1,523,417	－	19,539,551	19,539,551	－
託送料	11,624,822	11,624,822	－	299,070	299,070	－	602,949	602,949	－	－	－	－
事業者間精算費	2,807,430	2,807,430	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託費	16,924,963	16,924,963	－	7,072,665	7,072,665	－	2,827,482	2,827,482	－	10,302,335	10,302,335	－
損害保険料	2,340	2,340	－	70,204	70,204	－	265,811	265,811	－	13,852	13,852	－
普及開発関係費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
養成費	497,823	497,823	－	397,308	397,308	－	258,802	258,802	－	462,298	462,298	－
研究費	2,911,279	2,911,279	－	685,340	685,340	－	435,358	435,358	－	1,304,580	1,304,580	－
諸費	17,280,482	17,280,482	－	5,990,102	5,990,102	－	3,805,169	3,805,169	－	9,289,270	9,289,270	－
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	36,881,323	36,881,323	－	11,582,705	11,582,705	－	7,441,513	7,441,513	－	15,094,017	15,094,017	－
雑税	384,021	384,021	－	510,996	510,996	－	324,607	324,607	－	7,868	7,868	－
減価償却費	156,108,150	156,108,150	－	66,338,568	66,338,568	－	42,620,383	42,620,383	－	51,802,589	51,802,589	－
固定資産除却費	32,198,225	32,198,225	－	11,341,068	11,341,068	－	7,286,269	7,286,269	－	9,351,505	9,351,505	－
共有設備費等分担額	116,011	116,011	－	－	－	－	－	－	－	1,853	1,853	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	210,910	210,910	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費ｉ	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	−669,107	−669,107	－	−84,274	−84,274	－	－	－	－	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	15,368,975	15,368,975	－	6,293,274	6,293,274	－	3,997,756	3,997,756	－	7,868,135	7,868,135	－
電気事業報酬	43,423,146	43,423,146	－	13,966,980	13,966,980	－	8,872,422	8,872,422	－	17,454,684	17,454,684	－
自社アンシラリーサービス費												
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	−50,680	−50,680	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	487,300,012	487,300,012	－	205,500,127	205,500,127	－	120,689,562	120,689,562	－	249,265,243	249,265,243	－

（記載注意）

様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第１１条関係）

送配電関連費明細表

（単位：千円）

	高圧配電費			給電費			需要家費	合計
	計	固定	可変	計	固定	可変		
役員給与	171,352	171,352	－	17,973	17,973	－	122,224	587,739
給料手当	83,380,169	83,380,169	－	8,655,317	8,655,317	－	59,070,804	275,924,935
給料手当振替額（貸方）	−987,902	−987,902	－	−102,400	−102,400	－	−699,210	−3,267,057
退職給与金	3,434,025	3,434,025	－	360,181	360,181	－	2,449,468	11,778,711
厚生費	15,482,182	15,482,182	－	1,604,794	1,604,794	－	10,957,881	51,200,634
委託検針費	－	－	－	－	－	－	2,875,910	2,875,910
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	719,236	719,236	－	74,552	74,552	－	509,058	2,378,565
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	25,401,634
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	141,165
消耗品費	2,163,945	2,163,945	－	159,406	159,406	－	1,240,731	6,591,135
修繕費	167,064,573	167,064,573	－	533,796	533,796	－	136,886,220	519,658,656
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	9,380
補償費	386,056	386,056	－	98,100	98,100	－	127,057	1,349,738
賃借料	49,742,265	49,742,265	－	6,554,618	6,554,618	－	8,486,710	108,081,601
託送料	353,015	353,015	－	－	－	－	－	12,879,856
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	2,807,430
委託費	26,226,883	26,226,883	－	3,928,817	3,928,817	－	48,102,062	117,113,330
損害保険料	35,265	35,265	－	－	－	－	－	403,992
普及開発関係費	－	－	－	－	－	－	－	－
養成費	1,176,883	1,176,883	－	471,865	471,865	－	570,083	3,864,950
研究費	3,321,098	3,321,098	－	1,716,046	1,716,046	－	1,671,888	12,319,304
諸費	23,647,899	23,647,899	－	7,068,343	7,068,343	－	26,268,116	93,710,973
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	38,425,173	38,425,173	－	23,077	23,077	－	5,533,590	115,852,292
雑税	20,030	20,030	－	188,277	188,277	－	848,700	2,291,112
減価償却費	131,874,996	131,874,996	－	359,045	359,045	－	28,712,570	484,617,900
固定資産除却費	23,806,334	23,806,334	－	30,167	30,167	－	3,979,444	90,973,884
共有設備費等分担額	4,717	4,717	－	－	－	－	－	122,581
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	210,910
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	216,994,870
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費ｉ	－	－	－	－	－	－	－	3,025
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	−753,381
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	20,030,084	20,030,084	－	920,705	920,705	－	11,339,769	67,604,169
電気事業報酬	44,434,774	44,434,774	－	287,091	287,091	－	6,758,449	136,348,211
自社アンシラリーサービス費								851,532
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	−50,680
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	634,913,052	634,913,052	－	32,949,770	32,949,770	－	355,811,524	2,360,879,006

（記載注意）

様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第5の2（第11条の2関係）

発電側比率整理表

発電側の延契約電力		需要側の延契約電力	発電側比率
①（10^3kW）	②（10^3kW）	（10^3kW）	（%）
298,059	434,015	532,349	30.8

（記載注意）
1　発電側の延契約電力①に関しては、第11条の２第１項第１号の規定により算定された値から同項第２号及び第３号の規定により算定された値を合計して得た値を差し引いた値を、同②に関しては、同項第１号の規定により算定された値から同項第３号の規定により算定された値を差し引いた値を記載すること。
2　需要側の延契約電力に関しては、第11条の２第１項第４号の値を記載すること。

様式第5の3（第11条の3関係）

送配電関連固定費整理表　（単位：千円）

発電側送配電関連固定費		需要側送配電関連固定費		
総送電費	受電用変電サービス費	総送電費	受電用変電サービス費	その他
120,238,745	50,671,904	367,061,267	154,828,223	1,252,545,389

（記載注意）
1　様式第３の注１及び２と同様とすること。
2　その他に関しては、需要側送配電関連固定費のうち、総送電費及び受電用変電サービス費以外の合計した値を記載すること。

様式第６（第１２条関係）

送配電関連需要明細表

	最大電力	延契約電力	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電等量	口　数	販売電力量
	（10^3kW）	（10^3kW）	夏　期	冬　期	（10^6kWh）	（口）	（10^6kWh）
特別高圧需要	2,835	－	2,523	2,528	20,392	17,420	19,974
高圧需要	6,564	142,318	6,351	6,438	32,216	1,055,413	30,590
低圧需要	6,265	366,964	4,058	4,588	28,895	95,498,600	26,512
合計	15,664	509,282	12,932	13,554	81,503	96,571,433	77,076

様式第７（第２４条関係）

送配電関連費発電及び三需要種別計算表

（単位：千円）

需要種別等		固定費			可変費			需要家費			合計		
		計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加
需要側	特別高圧需要	135,852,047	154,490,579	−18,638,532	53,620,174	14,942,433	38,677,741 〈12,453,813〉	8,020,194	8,176,258	−156,064	197,492,415	177,609,270	19,883,145
	高圧需要	563,315,351	603,764,468	−40,449,117	82,947,620	23,606,297	59,341,323 〈19,674,734〉	19,743,509	20,126,338	−382,829	666,006,480	647,497,103	18,509,377
	低圧需要	970,834,658	1,016,179,832	−45,345,174	72,710,046	21,173,224	51,536,822 〈17,646,883〉	321,374,742	327,508,928	−6,134,186	1,364,919,446	1,364,861,984	57,462
発電側		170,910,649	170,910,649	−							170,910,649	170,910,649	−

（記載注意）

１　需要側の固有の欄には第１３条第２項で整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費を、追加の欄には第２３条で整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費を記載すること。
　　固定費に係る発電側の固有の欄には第１１条の３第１項で抽出された発電側送配電関連固定費を、追加の欄には、第２２条の２第２項で整理された追加発電側送配電関連固定費を記載すること。

２　特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要の＜　＞内には、賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当金として第１５条第２項で整理された追加可変費を内数として記載すること。

３　その他は、様式第３の注２と同様とすること。

様式第7の2（第25条関係）

発電側託送供給料金割引額設定表

単位（千円、10^3kW）

基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合									
発電側送配電関連原価等のうち、基幹系統分	当該基幹系統分のうち、半額	割引額（円/kW・月）	発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち						
			計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）	割引額の半額（円/kW・月）	割引額の四半の額（円/kW・月）
71,980,860	35,990,430	30.93	29,035,469	23,122,695	5,912,774	14,517,735	12.48	6.24	3.12

特別高圧系統の設備投資の効率化に資するものである場合							
発電側送配電関連原価等のうち、特別高圧系統分	当該特別高圧系統分の半額	割引額（円/kW・月）	発電側送配電関連原価等における特別高圧系統分のうち				
			計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）
98,929,789	49,464,895	42.52	40,012,130	31,764,235	8,247,895	20,006,065	17.20

（記載注意）
様式第３の注１及び２と同様とすること。

様式第８（第２５条関係）

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

（単位：千円）

需要種別等		固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量又は発受電等量（10^6kWh）	単価（円/kWh）	想定料金収入
需要側	特別高圧需要	135,852,047	53,620,174	8,020,194	197,492,415	99,873	1.98	197,205,595
	高圧需要	563,315,351	82,947,620	19,743,509	666,006,480	152,950	4.35	665,950,291
	低圧需要	970,834,658	72,710,046	321,374,742	1,364,919,446	132,559	10.30	1,364,123,600
発電側		170,910,649			170,910,649	333,058	0.51	172,046,742

（記載注意）様式第３の注１および２と同様とすること。

（注）上記の三需要種別ごとの単価は、いずれも２０２３年度から２０２７年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。

なお、２０２４年度から２０２７年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は以下のとおり。

特別高圧需要：　１．８９円/kWh

高圧需要：　４．２４円/kWh

低圧需要：　１０．１８円/kWh

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則
事業者設定基準届出書

2023年12月1日

東北電力ネットワーク株式会社

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則事業者設定基準届出書

東北電ＮＷＮＷＳ企第13号
２０２３年１２月１日

経　済　産　業　大　臣
西　村　　康　稔　　殿

仙台市青葉区本町一丁目７番１号
東北電力ネットワーク株式会社
取締役社長　　坂　本　　光　弘

別表に掲げる一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定により，別紙のとおり事業者設定基準を定めたので届け出ます。

（別　表）

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則	
第８条第４項	第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第１１条第２項	送配電関連固定費又は送配電関連可変費への配分基準
第１２条第２項	第１２条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
第１６条第２項	託送収益及び事業者間精算収益，電灯料，電力料の送配電関連固定費，送配電関連可変費又は需要家費への配分基準
第２５条第５項	送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準

以 上

（別　紙）

第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第８条第４項関係］

１．第８条第３項に規定する基準

一般送配電事業者は、前項の規定により同項第八号に掲げる部門に整理された基礎原価等項目を、別表第二第一表及び第二表に規定する基準により、同項第一号から第七号までに掲げる部門にそれぞれ配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等、変電費及び販売費の整理の基準

１．一般管理費等へ整理された基礎原価等項目ごとの額の７部門（水力発電費、火力発電費、新エネルギー等発電等費、送電費、変電費、配電費及び販売費）への整理の基準 （２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を、第２表に定める活動帰属基準（代表的な物量又は金額の比率をいう。以下同じ。）又は配賦基準（他の基礎原価等項目において整理済みの物量又は金額の比率をいう。以下この表において同じ。）を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準、配賦基準分類表

	配　分　基　準	備考
電気事業報酬	内容ごとに各部門設備別帳簿価額比	配賦基準

２．設定した基準

		配　分　基　準	備考
電気事業報酬	特定固定資産のうち業務設備に係る電気事業報酬	各部門業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）	配賦基準
	運転資本（営業資本）	各部門営業資本比	配賦基準

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

一般管理費の配分にあたり，別表第二第二表に定める基準に比べ，より適切な整理を行うための客観的かつ合理的な配分基準として，費用の発生についてより関連がみられる〔２．設定した基準〕に掲げる配賦基準を設定することとした。

（別　紙）

送配電関連固定費又は送配電関連可変費への配分基準
［第１１条第２項関係］

	配　分　基　準
給料手当（環境対策費を除く。）	全額を送配電関連固定費に配分する。
給料手当振替額（貸方） （環境対策費を除く。）	全額を送配電関連固定費に配分する。
雑給（環境対策費を除く。）	全額を送配電関連固定費に配分する。
消耗品費（環境対策費を除く。）	全額を送配電関連固定費に配分する。
修繕費（環境対策費を除く。）	全額を送配電関連固定費に配分する。
託送料	全額を送配電関連固定費に配分する。
事業者間精算費	全額を送配電関連固定費に配分する。
委託費（環境対策費を除く。）	全額を送配電関連固定費に配分する。
養成費（環境対策費を除く。）	全額を送配電関連固定費に配分する。
諸費（環境対策費を除く。）	全額を送配電関連固定費に配分する。
地帯間購入送電費	全額を送配電関連固定費に配分する。
他社購入電源費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分する。
建設分担関連費振替額（貸方） （環境対策費を除く。）	全額を送配電関連固定費に配分する。
地帯間販売送電料	全額を送配電関連固定費に配分する。

（別　紙）

第１２条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
［第１２条第２項関係］

１．第１２条第１項第６号に規定する値

一般送配電事業者は、送配電関連需要（当該一般送配電事業者が自ら電気の供給を行う場合の需要をいう。以下同じ。）について、規制期間における次の各号に掲げる値を、三需要種別（第二号に掲げる値にあっては、二需要種別）ごとに、供給計画等を基に算定しければならない。

六　月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

２．設定した値

第１３条第２項第７号に掲げる需要家費のうち，需要家設備関連費用の配分については，第１２条第２項の規定により，同条第６項第１号の割合を，需要の規模，設備等に応じた費用の発生の差異等を反映した値により算定する。

具体的には，配電設備のうち，引込線・計器・電流制限器に係る費用及び屋内配線の調査・測定に係る費用については，各設備に対応する電圧区分に応じて，三需要種別に整理するものとする。

３．事業者の実情に応じた値により算定することが適当である理由

需要家費のうち需要家設備関連費用については，三需要種別における需要の規模，設備等に応じて費用の発生に差異がみられることから，第１２条第６項第１号の割合を，これらの差異を反映した値により算定することが，より合理的な費用の配分となると判断されるため，〔２．設定した値〕に掲げる値を設定することとした。

（別　紙）

託送収益及び事業者間精算収益，電灯料，電力料の送配電関連固定費，送配電関連可変費又は需要家費への配分基準

［第１６条第２項関係］

	配　　分　　基　　準
託送収益	全額を送配電関連固定費に配分する。
事業者間精算収益	全額を送配電関連固定費に配分する。
電灯料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分する。
電力料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分する。

（別　紙）

送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準
［第２５条第５項関係］

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則第２５条に定められた基準託送供給料金は，以下のとおり定めることとする。

１．料金の種類

（１）低圧で供給または受電する場合

送配電関連設備の利用形態，使用期間に応じた原価の差異を考慮して，接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および系統連系受電サービス料金を設定する。

接続送電サービス料金については，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービスおよび動力標準接続送電サービス，臨時接続送電サービス料金については，電灯臨時定額接続送電サービス，電灯臨時接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスをそれぞれ設定する。

また，自己等への電気の供給において，ごく限られた時間のみ託送制度を利用することに配慮した電灯従量接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスを設定することに加え，電力系統全体のピークが昼間に発生していることから，昼間時間と夜間時間の送配電関連設備の利用状況の格差を勘案し，昼間と夜間のそれぞれについて電力量料金率を定める電灯時間帯別接続送電サービスおよび動力時間帯別接続送電サービスを設定する。

（２）高圧または特別高圧で供給または受電する場合

送配電関連設備の利用形態，使用期間に応じた原価の差異を考慮して，接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金および系統連系受電サービス料金を設定する。

接続送電サービス料金については，高圧標準接続送電サービスおよび特別高圧標準接続送電サービス，臨時接続送電サービス料金については，高圧臨時接続送電サービスおよび特別高圧臨時接続送電サービスをそれぞれ設定する。

また，自己等への電気の供給において，ごく限られた時間のみ託送制度を利用することに配慮した高圧従量接続送電サービスおよび特別高圧従量接続送電サービスを設定することに加え，電力系統全体のピークが昼間に発生していることから，昼間時間と夜間時間の送配電関連設備の利用状況の格差を勘案し，昼間と夜間のそれぞれについて電力量料金率を定める高圧時間帯別

接続送電サービスおよび特別高圧時間帯別接続送電サービスを設定する。

なお，需要者が負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力が負荷移行先時間に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときは，負荷移行元時間における最大需要電力を上回る部分を上限として契約者と当社の協議により定めた割引額を，基本料金および電力量料金の合計から差し引くものとする。

２．料金率

基準託送供給の料金率は，基本料金と電力量料金とを組み合わせた二部料金制，定額料金制および従量料金制により設定する。

３．基幹系統の将来的な投資効率化および電気の潮流状況の改善，特別高圧系統の将来的な投資効率化に資する場合の割引

系統連系受電サービス料金は，基幹系統の将来的な投資効率化効果および電気の潮流状況の改善に資する効果や，特別高圧系統の将来的な投資効率化効果を踏まえて，割引対象変電所等および割引区分・割引単価を定める系統設備効率化割引を設定し，受電地点について当社が選定する連系変電所等が割引対象変電所等の場合は，割引区分に応じた割引額を算定し，基本料金および電力量料金の合計から差し引くこととする。

託送供給等約款変更認可申請書

令和５年 12 月１日

東京電力パワーグリッド株式会社

託送供給等約款変更認可申請書

経料発５第12号
令和５年12月１日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

東京都千代田区内幸町１丁目１番３号
東京電力パワーグリッド株式会社
代表取締役社長　金子　禎則

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので、電気事業法第18条第１項の規定により申請します。

変更の内容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実施期日	令和６年４月１日

別 紙

託 送 供 給 等 約 款

令和６年４月１日 実施

東京電力パワーグリッド株式会社

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　総　　則 1
1　適　　用 1
2　託送供給等約款の認可および変更 2
3　定　　義 2
4　代表契約者の選任 8
5　託送供給等に関する取扱い 8
6　単位および端数処理 9
7　実　施　細　目 10

Ⅱ　契 約 の 申 込 み 11
8　契 約 の 要 件 11
9　検討および契約の申込み 15
10　契約の成立および契約期間 23
11　託送供給等の開始 24
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 25
13　電気方式，電圧および周波数 25
14　発電場所および需要場所 27
15　供給および契約の単位 29
16　承 諾 の 限 界 33
17　契 約 書 の 作 成 34

Ⅲ　料　　金 35
18　料　　金 35
19　接続送電サービス 36
20　臨時接続送電サービス 58

21　予備送電サービス……67
22　系統連系受電サービス……68
23　発電量調整受電計画差対応電力……73
24　接続対象計画差対応電力……74
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力……75
26　給電指令時補給電力……76

Ⅳ　料金の算定および支払い……79
27　料金の適用開始の時期……79
28　検　　針　　日……79
29　料金の算定期間……80
30　計　　量……81
31　電力および電力量の算定……82
32　損　　失　　率……102
33　料 金 の 算 定……102
34　支払義務の発生および支払期日……106
35　料金その他の支払方法……108
36　保　　証　　金……112
37　連　帯　責　任……114

Ⅴ　供　　給……115
38　託送供給等の実施……115
39　給電指令の実施等……119
40　適正契約の保持等……123
41　契 約 超 過 金……124
42　力 率 の 保 持……127
43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施……127
44　託送供給等にともなう協力……128
45　託送供給等の停止……129
46　託送供給等の停止の解除……131

47　託送供給等の停止期間中の料金……131
48　違　　約　　金……131
49　損害賠償の免責……132
50　設 備 の 賠 償……133

Ⅵ　契約の変更および終了……134
51　契 約 の 変 更……134
52　名 義 の 変 更……136
53　契 約 の 廃 止……136
54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および
　　工事費の精算……138
55　解　　約　　等……142
56　契約消滅後の債権債務関係……144

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事……146
57　受電地点，供給地点および施設……146
58　架 空 引 込 線……148
59　地 中 引 込 線……149
60　連接引込線等……150
61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法……151
62　引込線の接続……151
63　計量器等の取付け……152
64　通信設備等の施設……153
65　専用供給設備……153
66　電流制限器等の取付け……155

Ⅷ　工 事 費 の 負 担……156
67　受電地点への供給設備の工事費負担金……156
68　受電用計量器等の工事費負担金……160
69　会社間連系設備の工事費負担金……161

70　供給地点への供給設備の工事費負担金.....161
71　工事費負担金の申受けおよび精算.....169
72　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の
　　費用の申受け.....172
73　臨 時 工 事 費.....173
74　工事費等に関する契約書の作成.....173

Ⅸ　保　　安 174
75　保 安 の 責 任.....174
76　保安等に対する発電者および需要者の協力.....174
77　調　　査.....175
78　調 査 等 の 委 託.....175
79　調査に対する需要者の協力.....175
80　検査または工事の受託.....176
81　自家用電気工作物.....176

附　　則.....177
1　実　施　期　日.....177
2　標準周波数についての特別措置.....177
3　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての
　　特別措置.....177
4　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の
　　特別措置.....177
5　発電量調整供給契約についての特別措置
　　［再生可能エネルギー発電設備］.....182
6　離島についての特別措置.....189
7　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い.....190
8　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置.....190
9　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の
　　特別措置.....194

10　損害賠償の免責についての特別措置
［再生可能エネルギー発電設備］……195
11　みなし登録特定送配電事業者についての特別措置……195
12　受電地点への供給設備の工事費負担金
［電源接続案件募集プロセス］……195
13　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または
変更される場合の費用の申受け［電源接続案件募集プロセス］……196
14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置……196
15　再エネ海域利用法に係る特別措置……200
16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置……201
17　バランシンググループの設定に係る特別措置……201
18　Ｎ－１電制の実施についての特別措置……227
19　系統連系受電サービス等についての特別措置……228
20　令和７年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置……238
21　料金についての切替措置……240

別　　表……241
1　契約設備電力の算定……241
2　系統設備効率化割引の対象変電所等……241
3　契約電力および契約容量の算定方法……249
4　負荷設備の入力換算容量……250
5　平均力率の算定……254
6　契約負荷設備の総容量の算定……255
7　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および
需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い……255
8　電力量の協定……258
9　需要計画・調達計画・販売計画……262
10　発電計画・調達計画・販売計画……264
11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン……266
12　進相用コンデンサ取付容量基準……267

13　標　準　設　計.....269
14　スポットネットワーク方式の工事費の算式.....281

Ⅰ　総　　則

１　適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

（１）　託　送　供　給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接　続　供　給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（栃木県，群馬県，茨城県，埼玉県，千葉県，東京都，神奈川県，山梨県および静岡県〔富士川以東〕をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振　替　供　給

当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

（２）　電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

２　託送供給等約款の認可および変更

（１）　この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

（２）　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

３　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

（１）　契　約　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

（２）　発 電 契 約 者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

（３） 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

（４） 発　　電　　者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

（５） 需　　要　　者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

（６） 低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

（７） 高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

（８） 特　別　高　圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

（９） 受　電　地　点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10) 発　電　場　所

発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11) 供　給　地　点

当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12) 需　要　場　所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13) 会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供

給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

(14) 中　継　振　替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15) 地　内　振　替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(16) 発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

(17) 発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(18) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(19) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(20) 接続受電電力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

(21) 接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(22) 接続供給電力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

(23) 接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力

量をいいます。

(24) 接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

(25) 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

(26) 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(27) 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(28) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

(29) 需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(30) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(31) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(32) ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(33) 損　失　率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(34) 契　約　電　力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス

契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

(35)　契　約　電　流

契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。

(36)　契　約　容　量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

(37)　契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。

(38)　同時最大受電電力

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。

(39)　最大連系電力等

低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で受電する場合は，30分ごとの連系電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

(40)　最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

(41)　発電バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定する

ものをいいます。

(42)　需要バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

(43)　需要抑制バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

(44)　電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

(45)　小　型　機　器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

(46)　動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(47)　契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(48)　契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

(49)　定　期　検　査

電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。

(50)　定　期　補　修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

(51)　給　電　指　令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。

(52)　昼　間　時　間

毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月30日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

(53)　夜　間　時　間

昼間時間以外の時間をいいます。

４　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

５　託送供給等に関する取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際して得た情報については，託送供給，電力量

調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

６　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

（１）　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（２）　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（３）　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）（２）イまたは20（臨時接続送電サービス）（２）イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）（２）イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

（４）　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。た

だし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

（５） 力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（６） 料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

７ 実 施 細 目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

８　契 約 の 要 件

（１）　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電

契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。

リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

(ﾊ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

（２）　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。

ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）（３）に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）（４）に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。

ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）（３）ロの場合を除き，18（料金）（３）に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。

チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。

リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。

ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。

なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。

（３）　発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電

気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電者が，原則として，18（料金）（３）に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。

ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。

ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。

（４）　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(ｲ)　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

(ﾛ)　(ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ﾊ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ﾆ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

(ﾎ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が30（計量）（３）に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

（１）　受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接

続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(ｲ)　接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

(ﾛ)　振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供　給　地　点

e　振替供給の開始希望日

(ﾊ)　発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

ｄ　発電量調整受電電力の最大値および最小値

ｅ　受電地点における受電電圧

ｆ　発電場所における負荷設備および受電設備

ｇ　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および調査料

(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。

(ﾛ)　当社は，１受電地点１検討につき22万円を調査料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，調査料を申し受けません。

ａ　検討を要しない場合

ｂ　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，調査料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

（２）　供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ)　契約電力，契約電流または契約容量

(ﾊ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾆ)　負荷設備または主開閉器

(ﾎ)　接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

（３）　需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ)　需要抑制契約者の名称

(ﾛ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾊ)　需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

（４）　契約の申込み

契約者は，（１）ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，（１）ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）（１）へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供するこ

とに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）（２）ホに定める要件を満たすことを証明する文書および８（契約の要件）（２）ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）（４）ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）（１）リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，（１）の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにも

とづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）（４）イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ﾆ)　契約電力，契約電流または契約容量

(ﾎ)　契約受電電力

(ﾍ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

(ﾄ)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ)　連　絡　体　制

(ﾙ)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間また，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

(ｲ)　連　絡　体　制

(ﾛ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ　発電量調整供給の場合

(ｲ)　発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号

(ﾛ)　契約受電電力および同時最大受電電力

(ﾊ)　発電量調整受電計画電力

(ﾆ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾎ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾍ)　連　絡　体　制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(ｲ)　需要抑制契約者の名称

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画電力

(ﾊ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ﾆ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ

(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日

(ﾙ)　連　絡　体　制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

（５）　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，（４）に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

（６）　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」とい

います。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

（７） 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

10 契約の成立および契約期間

（１） 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

（２） 契約期間は，次によります。

イ 接続供給の場合

（イ） 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，

接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

(ﾛ)　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

(ｲ)　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

(ﾛ)　契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ)　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。

ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

（１）　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系

受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

（２） 当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12 供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13 電気方式，電圧および周波数

（１） 受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相２線式，交流単相３線式または交流３相３線式
	高圧または特別高圧	交流３相３線式

（２） 供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

（３） 受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点

は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上 2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト
	2,000キロワット以上 10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
	50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

（４） 供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上	標準電圧　6,000ボルト

なお，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし，契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，

電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

（５） 受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，（３）または（４）に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

（６） 周波数は，標準周波数50ヘルツといたします。ただし，中部電力パワーグリッド株式会社との会社間連系点を供給地点とする場合には，当社は，周波数変換設備を使用して標準周波数60ヘルツで供給いたします。

14 発電場所および需要場所

（１） 当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。

イ 当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ 構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(ｲ)　居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

ａ　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

ｂ　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

ｃ　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ﾛ)　居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

(ﾊ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。

（２）　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，（１）にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。

（３）　道路その他公共の用に供せられる土地（（１）に定める構内または（２）に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。

（４）　（１）に定める１構内，（１）イに定める１建物，（２）に定める隣接する複数の構内または（３）に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガ

ス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，（１），（２）または（３）にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

（ｲ）　非特例区域等について，（１），（２）または（３）に準じて発電場所または需要場所を定めること。

（ﾛ）　当社が特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

（１）　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまた

は１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾛ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾊ)　高圧臨時接続送電サービス

(ﾆ)　特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約する場合

(ｲ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

(ﾛ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発

電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

へ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

（２）　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

（３）　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。

（４）　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，１系統連系受電契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいま

す。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）または（６）に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款

に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。

（５） 需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16 承 諾 の 限 界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，

発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料　　金

料金は，次のとおりといたします。

（１） 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）（１）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)，(ﾎ)または(ﾍ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

(ｲ) 検　　針　　日

(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日

(ﾆ) 28（検針日）（５）の場合，実際に検針を行なった日

(ﾎ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾍ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要

電力等が協議によって定められた日

（２） 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）（２）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

（３） 発電者に係る料金

イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。

ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。

(ｲ) 検　　針　　日

(ﾛ) 28（検針日）（５）の場合，実際に検針を行なった日

(ﾊ) 発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾆ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日

ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。

（４） 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

（１） 適　用　範　囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供す

る電気に適用いたします。

（２） 接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ 低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

(ｲ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

ａ 新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月まで（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，料金適用開始の日から前月までの間で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

ｂ 需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別

の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ)　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。

a　接続送電サービス契約電流

(a)　接続送電サービス契約電流は，５アンペア，10アンペア，15ア

ンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b)　当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

b　接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ハ)　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(イ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ニ)　(イ)の適用後１年に満たない場合は，(ロ)または(ハ)を適用いたしません。また，(ロ)または(ハ)の適用後１年に満たない場合は，(イ)を適用いたしません。

(ホ)　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット

以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。

ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

（３）　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ)　電灯定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　契 約 負 荷 設 備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。

(a)　電　灯　料　金

ⅰ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	**35円54銭**
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	**71円09銭**
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	**142円19銭**
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	**213円28銭**
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	**355円47銭**
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	**355円47銭**

ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算

するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

ⅲ　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b)　小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの１機器につき	**106円17銭**
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	**212円34銭**
100ボルトアンペアをこえる１機器につき100ボルトアンペアまでごとに	**212円34銭**

e　そ　の　他

(a)　当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。

(b)　特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　（２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，（２）イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接

続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b)　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，

まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(２)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**230円67銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(２)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	**152円24銭**

ただし，(２)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	**76円12銭**
接続送電サービス契約電流15アンペア	**228円36銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**6円97銭**

(ﾊ)　電灯時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合に

は，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(２)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**230円67銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(２)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	**152円24銭**

ただし，(２)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	**76円12銭**
接続送電サービス契約電流15アンペア	**228円36銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	**7円36銭**

ⅱ　夜　間　時　間

１キロワット時につき	**6円64銭**

(ﾆ)　電灯従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**10円76銭**

(ﾎ)　動力標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

(b)　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供

給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　（２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**731円97銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　（２）イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**461円14銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**4円54銭**

(c) そ　の　他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d そ　の　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス

a 適　用　範　囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｉ （２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**731円97銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場

合の基本料金の半額といたします。

ii （2）イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**461円14銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i 昼 間 時 間

１キロワット時につき	**4円79銭**

ii 夜 間 時 間

１キロワット時につき	**4円35銭**

(c) そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ト) 動力従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ホ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**16円54銭**

d　そ　　の　　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(ｲ)　高圧標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，

当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**653円87銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**1円84銭**

(ﾛ)　高圧時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，

補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**653円87銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	**1円93銭**

ⅱ　夜　間　時　間

１キロワット時につき	**1円75銭**

(ハ)　高圧従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	12円55銭

ハ　特別高圧で供給する場合

(ｲ)　特別高圧標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上

回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**423円39銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**91銭**

(ﾛ)　特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた

不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**423円39銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	**94銭**

ⅱ　夜　間　時　間

１キロワット時につき	**89銭**

(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**7円85銭**

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

(ｲ)　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表５（平均力率の算定）によって算定された値といたします。

なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。

(ﾛ)　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ　そ　　の　　他

(ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サー

ビス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾊ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾆ)　（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ﾎ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

（４）　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，（３）によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力

ピークシフト電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	**555円80銭**
	特別高圧で供給する場合	**359円89銭**

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

（１）　適　用　範　囲

契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただ

し，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

（２） 臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ 低圧で供給する場合

(ｲ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

ａ 臨時接続送電サービス契約電流

(a) 臨時接続送電サービス契約電流は，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

ｂ 臨時接続送電サービス契約容量

(a) 臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表６（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の６キロボルトアンペアにつき	95パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	85パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	75パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	65パーセント

(b)　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾛ)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a)　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	100パーセント
	次の２台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

(b)　(a)によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

（３）　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービス

ａ　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合

等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	**3円15銭**
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	**6円30銭**
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	**6円30銭**
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	**63円02銭**
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	**63円02銭**

(ﾛ)　電灯臨時接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**7円67銭**

(ﾊ)　動力臨時定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワッ

トの場合の該当料金の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	**96円39銭**

d　そ　　の　　他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ﾆ)　動力臨時接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）イ(ﾎ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**5円46銭**

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたし

ます。

(ｲ)　適　用　範　囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

(ﾛ)　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

(ﾊ)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

ａ　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）ロ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｂ　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**2円20銭**

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ)　適　用　範　囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

(ﾛ)　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

(ハ)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

ａ　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）ハ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｂ　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	1円10銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）（３）ニに準じて適用いたします。

ホ　そ　　の　　他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

（４）　そ　　の　　他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送

電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）（４）は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

（１）　適　用　範　囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

（２）　予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。

（３）　予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力

量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス 契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	**87円62銭**
	特別高圧で供給する場合	**71円13銭**

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス 契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	**109円20銭**
	特別高圧で供給する場合	**86円37銭**

（４）　力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(３)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

（５）　そ　　の　　他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

22　系統連系受電サービス

（１）　適　用　範　囲

小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。

（２） 系統連系受電課金対象電力

各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。

(ﾛ)　(ｲ)以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。

(ﾛ)　(ｲ)以外の場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ)　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キ

ロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。

(ハ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

(ニ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ホ)　附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

（３）　系統連系受電サービス料金

系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。

イ　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。

系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	**87円01銭**

ロ　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**28銭**

ハ　系統設備効率化割引

系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。

(ｲ) 適　　用

ａ　系統設備効率化割引Ａ

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕（１）に定める割引区分Ａ－１，Ａ－２またはＡ－３に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

ｂ　系統設備効率化割引Ｂ

低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕（１）に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ﾛ) 系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。

ａ　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

(a)　受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－１の場合	30円86銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－２の場合	5円72銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－３の場合	2円86銭

(b)　(a)以外の場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－１の場合	30円86銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－２の場合	11円44銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－３の場合	5円72銭

b　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ｂ－１の場合	48円99銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ｂ－２の場合	17円80銭

(ハ)　系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は，（２）の系統連系受電課金対象電力に(ロ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。

ニ　そ　　の　　他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

23　発電量調整受電計画差対応電力

（１）　適　　用

発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

（２）　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

24　接続対象計画差対応電力

（１）　適　　用

39（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

（２）　接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(イ)　適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ)　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

(イ)　適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ)　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

25　需要抑制量調整受電計画差対応電力

（１）　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

（２）　需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

26　給電指令時補給電力

（１）　契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適　用　範　囲

39（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を

加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

（２） 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ 適 用 範 囲

39（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ 給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。

ニ 給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備につい

ては，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

28　検　　針　　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

（１）　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。

なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）（２）ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。

また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則とし

て同一の日といたします。

（２） 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

（３） 当社は，やむをえない事情のある場合には，（１）にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

（４） 当社は，次の場合には，（１）にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ 契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ その他特別の事情がある場合

（５）（３）の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

（６）（４）イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

（７）（４）ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

29 料金の算定期間

（１） 送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ 前月の計量日（接続供給の場合，当社があらかじめ契約者にお知らせする電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の

計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　定額接続送電サービスの料金または31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう計量日は，その供給地点の属する検針区域の計量日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

（２）　系統連系受電サービス料金の算定期間は，前月の計量日（発電量調整供給の場合，当社があらかじめ発電契約者および発電者にお知らせする電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

（３）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

30　計　　量

（１）　当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，

受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

（２） 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。

なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。

（３） 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

31 電力および電力量の算定

（１） 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

（２） 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，30分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

（３）　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，（４）の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

（４）　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発

電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。

（５） 接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，（６）の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

（６） 接続受電電力量

接続受電電力量は，30分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。

（７） 接続供給電力

接続供給電力は，（８）の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

（８） 接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）（３）イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯

の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

（９） 接 続 対 象 電 力

接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(10) 接続対象電力量

接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。

(ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

$$\left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損

失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値
－需要抑制量調整受電計画電力量

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

ベースラインー需要抑制量調整受電計画電力量

(11)　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(12)　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２)のとおりといたします。

(13)　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(14)　需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分

ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値

(ｲ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝０

(ﾛ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量

＝ベースライン

$$-\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

(ﾊ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量

＝ベースライン

$$-\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

(15)　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(16)　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。

(17)　ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合

の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，（２）イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ)　（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等

の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　39（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c　39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕（２）ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

ｂ　ファーム電源に対して，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）への場合による出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕（２）への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）への場合による出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）への場合による出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたし

ます。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

ｃ　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）（２）ヘの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給

電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

ｄ　39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

ｅ　39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量

とし，39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量

－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，（２）イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を

行なったときまたは39（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

(20)　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，（８）にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

(21)　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，（８）にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその

30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量
＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量
＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ベースライン

(23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの(14)の需要抑

制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量
＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

(24)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(26)　28（検針日）（２）または（４）の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。

(27)　15（供給および契約の単位）（１）において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分

ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。

(28)　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

(29)　計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）（３)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

32　損　　失　　率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	6.9パーセント
高圧で供給する場合	3.7パーセント
特別高圧で供給する場合	1.3パーセント

33　料 金 の 算 定

（１）　送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合

ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ホ　29（料金の算定期間）（１）イの場合で供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ヘ　29（料金の算定期間）（２）の場合で，受電側計量期間の日数がその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

（２）　当社は，（１）ロ，ハ，ニ，ホまたはへの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側計量期間または受電側計量期間の日数}}$$

ただし，（１）ホまたはへに該当する場合は，

$$\text{1月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦　　日　　数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

$$\text{1月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側計量期間または受電側計量期間の日数}}$$

ただし，(1)ホまたはヘに該当する場合は，

$$\text{1月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦　　日　　数}}$$

といたします。

(3)　(1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(4)　(1)ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(5)　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側計量期間または受電側計量期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点ま

たは受電地点の属する検針区域の計量日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の計量日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

消滅日の直前の計量日から，当社が次回の計量日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

（６）　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(２)イおよびロにいう供給側計量期間の日数は，(５)に準ずるものといたします。この場合，(５)にいう計量日は，その供給地点の属する検針区域の計量日とし，当社が次回の計量日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の計量日といたします。

（７）　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(２)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側計量期間または受電側計量期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側計量期間または受電側計量期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

（８）　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(２)イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

（９） 供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，（２）イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

34 支払義務の発生および支払期日

（１） 日程等別料金の支払義務は，18（料金）（１）ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。

（２） 系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）（３）ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。

（３） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）（５）の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合，または31（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

（４） （１）の日程等別料金，（２）の系統連系受電サービス料金または（３）の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　55（解約等）（１）により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合

（５）　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が（４）イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が（４）イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が（４）イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が（４）イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が（４）イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお，（４）イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。

（６） 当社は，（３）の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

35　料金その他の支払方法

（１） 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象とな

る料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（２）　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（３）　発電者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。

なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

(ｲ)　発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合

(ﾛ)　発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。

(ﾊ)　その他当社が必要と認めた場合

ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。

(ｲ)　イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。

(ﾛ)　ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。

ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。

ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

（４）　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（５）　当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

36 保　証　金

（１） 契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(ｲ)　料金の支払いの延滞があった場合

(ﾛ)　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，40（適正契約の保持等）(３)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ﾊ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

（２） 発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

（３）　発電者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

（４）　需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けてい

ただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

37　連　帯　責　任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

38　託送供給等の実施

（１）　接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

（ｲ）　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

（ﾛ）　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，39（給電指令の実施等）および76（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。

（２）　振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

（３）　発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ)　発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および

通知の内容は別表10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，39（給電指令の実施等）および76（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

（４）　需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

（イ）　需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・

ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

39　給電指令の実施等

（１）　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）（３）ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

（２）　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可

能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

（３）　当社は，低圧で受電または供給する場合で，（２）イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

（４）　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

（５）　当社は，発電量調整供給において，（２）イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

（６）　当社は，発電量調整供給において，（２）ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電も

しくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

（７） 当社は，（２）イ，ロ，ホ，ヘ，トまたは（３）によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，（２）ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または（２）トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。

イ 低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット未満となるとき。

(ｲ) 割 引 の 対 象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）（１）イ，ハ，ニまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ) 割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ 高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット以上とな

るときまたは特別高圧で受電する場合

(ｲ)　割 引 の 対 象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）（１）イ，ハ，ニまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ)　割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

(ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　　式）

ａ　発電量調整受電電力を制限した場合

$$H' = H \times (D - d) / D$$

H’＝　修正時間

H　＝　制限時間

D　＝　当該受電地点の同時最大受電電力

d　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値

ｂ　発電量調整受電電力量を制限した場合

$$H' = H \times (A - B) / A$$

H’＝　修正時間

H　＝　制限時間

A　＝　制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量

Ｂ　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量

ｃ　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

（８）（７）による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。

（９）当社は，（２）または（３）によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

(10) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

(11) 当社は，（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

40　適正契約の保持等

（１）当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

（２） 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

（３） 当社は，31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

41 契 約 超 過 金

（１） 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

（２） 発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当

社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。

(ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，

差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ)　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。

(ﾊ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

(ﾆ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ﾎ)　附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

（３）　契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。

イ　契約者の場合

契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

ロ　発電者の場合

同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電

サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

42　力 率 の 保 持

（１）　低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表12（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

（２）　高圧または特別高圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もし

くは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

（1） 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査

（2） 76（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

（3） 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

（4） 計量器の検針または計量値の確認

（5） 45（託送供給等の停止），53（契約の廃止）または55（解約等）により必要な処置

（6） その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

44 託送供給等にともなう協力

（1） 発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については

発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

（２）　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，（１）に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

45　託送供給等の停止

（１）　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　62（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

（２）　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

（３）　契約者，発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕（３）イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕（３）イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕（３）ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕（３）ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

（４）　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

（５）（１）から（４）によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

46　託送供給等の停止の解除

45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

47　託送供給等の停止期間中の料金

45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

48　違　　約　　金

（１）　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　45（託送供給等の停止）（２）ロ，ハまたはニの場合

（２）（１）の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定

された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

（３） 不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

49 損害賠償の免責

（１） 11（託送供給等の開始）（２）によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

（２） 45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または55（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

（３） 45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が55（解約等）（１）ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

（４） 当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。

50 設 備 の 賠 償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

（１） 修理可能の場合

修理費

（２） 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

51　契 約 の 変 更

（１）　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

（２）　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(１)による契約の変更は，次のとおりといたします。

ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。

イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

(ｲ)　当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。

(ﾛ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

（３）　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(１)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知

らせいたします。

（４） 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

52 名 義 の 変 更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，８（契約の要件）（１）リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

53 契 約 の 廃 止

（１） 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑

制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

（２） 当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，（１）にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。

（３） 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ 当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

（４） 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点

の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

（５） 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

54 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

（１） 次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ 接続供給の場合

(ｲ) 低圧で供給する場合

ａ 契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増

ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サー

ビス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたし

ます。

(ﾊ)　19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕（２）ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕（２）イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ﾛ　発電量調整供給の場合

(ｲ)　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ﾛ)　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

（２） 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，（１）にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に（１）に準じて精算を行ないます。

（３） 非常変災等やむをえない理由による場合は，（１）にかかわらず精算いたしません。

55 解　　約　　等

（１） 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(ｲ)　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾛ)　発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。

(ﾊ)　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量

調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ニ) 料金以外の債務を支払われない場合

(ホ) 当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

ハ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(イ) 8（契約の要件）を欠くに至った場合

(ロ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ハ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ニ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ホ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ヘ) 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

(ト) その他この約款に反した場合

（2） 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量

調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

（３） 発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

（４） 発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。

なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

（５） 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(１)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

56 契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制

量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

57　受電地点，供給地点および施設

（1）　受　電　地　点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(ｲ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ﾛ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ﾊ)　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ﾆ)　59（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を受電する場合

(ﾎ)　その他特別の事情がある場合

（2）　供　給　地　点

イ　接続供給の場合

(ｲ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ﾛ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の

地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　59（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

（３）　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

（４）　付帯設備（（３）により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

（５）　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，（１）

または(２)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

58 架 空 引 込 線

（１） 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

（２） 引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

（３） 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

（４） 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

（５） 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ 当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。

また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

59　地 中 引 込 線

（１）　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

（２）（１）により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

（３）　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

（４）　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，（１）に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２），（４）または70（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

60　連接引込線等

（１）　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいま

す。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

（2） 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。

62　引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

63　計量器等の取付け

（１）　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の２次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は68（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

（２）　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

（３）　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要

者から無償で提供していただきます。また，（1）により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

（4） 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

（5） 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

（6） 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

64 通信設備等の施設

（1） 給電指令上必要な通信設備等は，当社の所有とし，工事費負担金として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

（2） 通信設備等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，通信設備等の施設場所については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

（3） 契約者または発電契約者の希望によって，通信設備等の施設場所を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

（4） 系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

65 専用供給設備

（1） 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給

設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については67（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）または（４）の工事費負担金を，供給地点への供給設備については70（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ　44（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

（２）（１）の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

（３）（２）において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

（４）（１）および（２）において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

（５）当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，（１）イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電

することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

66　電流制限器等の取付け

（１）　需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

（２）　電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。

（３）　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。

Ⅷ　工事費の負担

67　受電地点への供給設備の工事費負担金

（１）　受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表13（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

（２）　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，（１）の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ)　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）（２）によるものといたします。

(ﾊ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額

ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150731資第59号認可。）65（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ(ﾊ)ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力１キロワットにつき	2,090円00銭

ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）（２）によるものといたします。

（３）　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）また

は64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

（４）　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，（２）イ(ｲ)，(ﾛ)および(３)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(２)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

（５）　工事費の算定

（１），（２），（３）および(４)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。

(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ﾛ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾊ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ニ)　架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ホ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ヘ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(イ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ロ)　管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数}-\text{予備孔数}}$$

ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　（２）イ(ハ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を

除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

（６）　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

（７）　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，（１），（２）または（４）にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，（２）の場合に準じて算定いたします。

68　受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするとき

には，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

69　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

70　供給地点への供給設備の工事費負担金

（１）　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,520円00銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	27,830円00銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供

給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

ａ　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(１)イ(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

ｂ　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ﾊ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。

ａ　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

ｂ　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

ａ　工　　事　　費

(a)　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトで供給する場合	**583円00銭**
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	**198円00銭**
	標準電圧140,000ボルトで供給する場合	**99円00銭**

なお，標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。

(b)　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトで供給する場合	**649円00銭**
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	**594円00銭**
	標準電圧140,000ボルトで供給する場合	**264円00銭**

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

(c)　スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(b)にかかわらず，

別表14（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として３回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の２次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

b　当 社 負 担 額

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**5,500円00銭**

(ﾛ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ　19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この（１）の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(ｲ)　供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ﾛ)　供　給　地　点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ﾊ)　工 事 こ う 長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異な

ることがあります。

なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

(ｲ)　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

(ﾛ)　契　約　電　力

(ﾊ)　契　約　電　流

(ﾆ)　契　約　容　量

なお，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕（２）ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕（２）イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

（２）　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位

の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(ｲ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，（１）の工事費負担金を申し受けます。

ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。

(ﾛ)　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）（２）によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）（２）によるものといたします。

（３）　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接

続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け），64（通信設備等の施設）または66（電流制限器等の取付け）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

（４）　工事費の算定

（２）および（３）の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また，算定にあたっては，次のとおりといたします。

(ｲ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾛ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾊ)　架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾆ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事

費に含みます。

(ﾎ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

(ﾍ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，73（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　低圧または高圧で供給する場合で，(２)イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を(１)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(１)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数}-\text{予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，(１)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。

ヘ　(２)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ)　高圧で供給する場合

(１)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(１)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ﾛ)　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(１)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(１)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(５)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(１)または(２)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(２)の場合に準じて算定いたします。

71　工事費負担金の申受けおよび精算

(１)　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約

者から申し受けます。

なお，９（検討および契約の申込み）（４）にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

（２） 工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

(ﾛ) その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ 67（受電地点への供給設備の工事費負担金），68（受電用計量器等の工事費負担金），69（会社間連系設備の工事費負担金），70（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）（70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕（１）の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および70（供給地点への供給設備の工事費負担金）（３）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 低圧または高圧で受電または供給する場合

a 設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b 設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ﾛ) 特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

（３） 当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供

給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

（４） 当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

（５） 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

（６） 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される70（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（74〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

72　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

（１）　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

（２）　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

73　臨 時 工 事 費

（１）　20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

（２）　臨時工事費を申し受ける場合は，70（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

（３）　低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

（４）　臨時工事費の精算は，71（工事費負担金の申受けおよび精算）（２）ロの場合に準ずるものといたします。

74　工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

75 保 安 の 責 任

当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

76 保安等に対する発電者および需要者の協力

（１） 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ 発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ 発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

（２） 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(１)に準じて，適当な処置をいたします。

（３） 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

（４） 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

77 調　　査

（１） 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

（２） 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点　　検

（３） 当社は，（１）の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

78 調査等の委託

（１） 当社は，77（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

（２） 当社は，（１）によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

79 調査に対する需要者の協力

（１） 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

（２） 当社は，77（調査）（１）により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

80　検査または工事の受託

（１）　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

（２）　（１）の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

（３）　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

（４）　（３）の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

81　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

（１）　77（調査）

（２）　78（調査等の委託）

（３）　79（調査に対する需要者の協力）

（４）　80（検査または工事の受託）

附　　則

附　　則

１　実　施　期　日

この約款は，令和６年４月１日から実施いたします。

２　標準周波数についての特別措置

この約款実施の際現に次の区域内で標準周波数60ヘルツで電気を供給している区域については，当分の間，標準周波数60ヘルツで供給いたします。

群馬県の一部

３　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流３相３線式標準電圧3,000ボルト，10,000ボルトまたは30,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，3,000ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，10,000ボルトまたは30,000ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

４　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

（１）に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

（１）　適　用　範　囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(ｲ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

(ﾛ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

（２）　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）（３）イ(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，(ﾆ)ｃ，(ﾎ)ｃ，(ﾍ)ｃ，(ﾄ)ｃ，ロ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，ハ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃもしくは(ﾊ)ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾛ)ｃ，(ﾆ)ｃ，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨

時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）（４）ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

（ｲ）　接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10アンペアを１キロワットと，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力＝揚水最大電力等×揚水等損失率
＋その他最大電力等

（ﾛ）　接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

接続供給課金対象電力量＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率
＋その他接続供給電力量

ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ　　の　　他

(ｲ)　19（接続送電サービス）（３）イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

（３）　電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結

する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量
－接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生した

ときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量
－接続対象電力量

（４） 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，（１）イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，（１）ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

（５） 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則７（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

５　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

（１） 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただ

きます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

（２）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

（３）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，51（契約の変更）（３）に準じて契約を変更していただくことがあります。

（４）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

（５）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備（以下「バイオマス発電設備」といいます。）であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であると

きを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）（２）イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）（２）にかかわらず，18（料金）（２）に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず，託送供給等約款料金算

定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，39（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合，26（給電指令時補給電力）（２）ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ26（給電指令時補給電力）（２）ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ)　29（料金の算定期間）
(ﾛ)　33（料金の算定）
(ﾊ)　34（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ)　35（料金その他の支払方法）
(ﾎ)　36（保証金）
(ﾍ)　48（違約金）
(ﾄ)　55（解約等）

ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

（６）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（（５）において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）（２）にかかわらず，18（料金）（２）に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ)　29（料金の算定期間）

(ﾛ)　33（料金の算定）

(ﾊ)　34（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ)　35（料金その他の支払方法）

（７）（１）により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設

備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ﾛ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）（１）にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は，30（計量）（１）にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　38（託送供給等の実施）（３）へは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

（８） 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）（３）へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

（９） その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。

６　離島についての特別措置

（１） 系統連系受電サービス料金

電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は，22（系統連系受電サービス）（３）イにかかわらず，次のとおりといたします。

系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	**79円85銭**

（２） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）（２）イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）（１）ニまたは(２)ニにかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	**71円53銭**

（３） 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）（２）ロ(ハ)または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	**23円83銭**

７ 受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

８ 記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

（１） 30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの供給条件については，次のとおりといたします。

イ　料金の算定期間

送電サービス料金の算定期間は，前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（ただし，料金の算定期間の始期以降当該料金の算定期間の終期までの間に記録型計量器による計量が可能となった場合は，当該料金の算定期間の翌月の料金の算定期間は，当月の検針日から翌月の計量日の前日までの期間とし，当該料金の算定期間の翌々月以降の料金の算定期間は，本則によるものといたします。以下「供給側検針期間等」といいます。）といたします。

また，系統連系受電サービス料金の算定期間は，前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（ただし，料金の算定期間の始期以降当該料金の算定期間の終期までの間に記録型計量器による計量が可能となった場合は，当該料金の算定期間の翌月の料金の算定期間は，当月の検針日から翌月の計量日の前日までの期間とし，当該料金の算定期間の翌々月以降の料金の算定期間は，本則によるものといたします。以下「受電側検針期間等」といいます。）といたします。

ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点または受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間（ただし，契約者または発電契約者が供給地点または受電地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

ロ　料 金 の 算 定

(ｲ)　当社は，33（料金の算定）（１）ロ，ハもしくはニの場合またはイの場合で供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の日数がその供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るときを除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

(ﾛ)　当社は，33（料金の算定）（１）ロ，ハもしくはニの場合またはイの場合で供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の日数がその供給

側検針期間等もしくは受電側検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，もしくは下回るときは，基本料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。

ａ　基本料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間等または受電側検針期間等の日数}}$$

ただし，イの場合で供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の日数がその供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るときは，

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦　　日　　数}}$$

といたします。

ｂ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

$$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間等または受電側検針期間等の日数}}$$

ただし，イの場合で供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の日数がその供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るときは，

$$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦　　日　　数}}$$

といたします。

(ハ)　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(ロ) a およびｂにいう供給側検針期間等または受電側検針期間等の日数は，33（料金の算定）（５)イまたはロに準ずるものといたします。この場合，33（料金の算定）（５)イまたはロにいう供給側計量期間または受電側計量期間の日数は，供給側検針期間等または受電側検針期間等の日数といたします。

（２）　低圧で供給する場合で，記録型計量器以外の計量器で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）（２)イ(ロ)，(ハ)または20（臨時接続送電サービス）（２)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力

等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

（３）　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

９　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

（１）　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）（２）イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

（２）　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定

していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

10　損害賠償の免責についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，49（損害賠償の免責）（１）にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

11　みなし登録特定送配電事業者についての特別措置

この約款実施の際現に改正前の電気事業法附則第４条第２項に規定されるみなし登録特定送配電事業者が，特定送配電事業の用に供するための託送供給を行なう場合の料金および必要となるその他の供給条件のうち，この約款によりがたい事項については，みなし登録特定送配電事業者と当社との協議によって定めます。

12　受電地点への供給設備の工事費負担金［電源接続案件募集プロセス］

２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合であって，発電契約者ごとの共用部分の工事費を電源接続案件募集プロセスにおける入札等によって算定するときは，67（受電地点への供給設備の

工事費負担金）（６）ロにかかわらず，当該入札等において算定された金額を，発電契約者ごとの共用部分の工事費といたします。

13　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合の費用の申受け［電源接続案件募集プロセス］

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等で，発電契約者との間で電源接続案件募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定めるときは，72（供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け）（２）ただし書にかかわらず，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

（１）　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適　用　範　囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(ｲ)　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間

(ﾛ)　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，12月30日および12月31日の午前８時から午後４時までの時間

(ﾊ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エ

ネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(ｲ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ﾛ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）（２）ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）（２）ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）（２）ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）（３）ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）（３）ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。

ホ　そ　の　他

(ｲ)当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

（２）　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）（４）の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）（４）にかかわらず，19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ)　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ)　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消い

たします。

なお，それが19（接続送電サービス）（４）の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕（４）によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ﾆ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）（４）ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）（４）ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやか

にピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ハ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ　附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）（２）ロまたはイ(ﾛ)もしくはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

15　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）（１）にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）（２）への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が令和５年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が令和５年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，26（給電指令時補給電力）（２）ニ，31（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

17　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

（１）　代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとお

りとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

（２）　契 約 の 要 件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）（４）イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

(ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

（3）　供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシン

ググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

（４） 料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適　　用

発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）（５）もしくは(６)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a)　適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(５)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定さ

れる金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a)　適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(５)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適　　用

39（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ)　接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a)　適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対

象電力量を含みます。）が，その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a)　適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわ

らず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a)　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(５)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a)　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(５)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその

１月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適　用　範　囲

39（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，（５）ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

(ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適　用　範　囲

39（給電指令の実施等）（５）もしくは（６）または配電事業者の約

款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，（５）チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

（５）　電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）（３）にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）（４）ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された

値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(ｲ)　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(ﾛ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　39（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c　39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）（２）ヘの場合で，ファーム電源（配電事

業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

ａ　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含み

ます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

d　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電

力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

ｅ　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施し

た場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量

－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）（２）ヘの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発

電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごと

の接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ベースライン

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

（6）　託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計

画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

（７）　解　　約　　等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）（１）ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）（１）を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）（２）を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）（４）ロ，ハ，ニもしくはホまたは（２）を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

（８）　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特

定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（１）にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）ロにかかわらず，18（料金）（２）に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ﾛ)　インバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）ホにかかわらず，特

例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ)　当社は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ニ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場

合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（６）ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

（９） 給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）（２）への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，（４）ニ(ﾛ) ｄ，（５）チおよび（５）リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

(10) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

18 Ｎ－１電制の実施についての特別措置

（１） 当社は，39（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

（２） 当社は，39（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再

度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

（３） 当社は，39（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

19　系統連系受電サービス等についての特別措置

（１） 発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）（２）ロおよびハならびに41（契約超過金）（２）ロおよびハに準じて定めます。

なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）（２）ロおよび41（契約超過金）（２）ロに定める契約受電電力の比とみなします。

また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）（３）イの基本料金および22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，１月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。

イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(イ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ロ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ハ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

ロ　イ(イ)，(ロ)または(ハ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。

当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（８）イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

（２） （１）の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。

なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。

また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

（３） 発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が，（１）イ(ハ)またはロ〔（１）イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金

および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。

22（系統連系受電サービス）（３）に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）（２）に定める契約超過金は申し受けません。

ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。

(ｲ)　22（系統連系受電サービス）（２）イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

(ﾛ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。

ａ　41（契約超過金）（２）イ(ｲ)またはロ(ｲ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

ｂ　41（契約超過金）（２）イ(ﾛ)またはロ(ﾛ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。

（４）　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当

分の間，次のとおりといたします。

イ　適　用　範　囲

原則として，令和６年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。

ロ　系統連系受電サービス料金等

22（系統連系受電サービス）（３）に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）（２）に定める契約超過金は申し受けません。

なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。

(ｲ)　系統連系受電課金対象電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（８）イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(ﾛ) 発電量調整受電電力量

a イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）（１）ただし書または附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（７）ハもしくは（８）イに準じて算定いたします。

b イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）（１）ただし書または附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（７）ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。

なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者また

は発電者から提出していただきます。

(ハ)　契約超過受電電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

(a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた

値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

（５） 揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）（３）ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。

イ　発電設備が（４）イに定める適用範囲に該当する場合

22（系統連系受電サービス）（３）に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）（２）に定める契約超過金を申し受けません。

ロ　発電設備が（４）イに定める適用範囲に該当しない場合

発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）（３）ロに定める電力量料金を申し受けます。

（６） 発電設備等に係る供給地点において最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。

イ　18（料金）（３）ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。

ロ　22（系統連系受電サービス）（２）における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）（２）における契約超過受電電力の算定上，次のとおりといたします。

（ｲ） 当社との電気の需給契約において，定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を，電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。

（ﾛ） 当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。

(ハ)　当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給契約における契約電流を接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流とみなし，当社との電気の需給契約における契約容量を接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量とみなし，当社との電気の需給契約における臨時電灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。

ハ　39（給電指令の実施等）（７）において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。

ニ　53（契約の廃止）（４）または55（解約等）（５）において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。

（７）　令和６年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。

イ　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

都または県	対象となる市区町村
東　京　都	東京都23区（品川区を除く），八王子市，立川市，武蔵野市， 三鷹市，府中市，昭島市，調布市，町田市，小金井市，小平市， 日野市，東村山市，国分寺市，国立市，福生市，狛江市，東大和市， 清瀬市，東久留米市，武蔵村山市，多摩市，稲城市，羽村市， 西東京市，瑞穂町
栃　木　県	宇都宮市，小山市，真岡市，野木町
群　馬　県	伊勢崎市，太田市，館林市，玉村町，明和町，千代田町，大泉町， 邑楽町
茨　城　県	土浦市，古河市，取手市，牛久市，つくば市，ひたちなか市， 守谷市，大洗町，五霞町
埼　玉　県	さいたま市，川越市，熊谷市，川口市，行田市，所沢市，東松山市， 春日部市，狭山市，羽生市，鴻巣市，深谷市，上尾市，草加市， 越谷市，蕨市，戸田市，入間市，朝霞市，志木市，和光市，新座市， 桶川市，久喜市，北本市，八潮市，富士見市，三郷市，蓮田市， 坂戸市，幸手市，鶴ヶ島市，日高市，吉川市，ふじみ野市，白岡市， 伊奈町，三芳町，上里町，宮代町，杉戸町，松伏町
千　葉　県	千葉市（中央区，若葉区を除く），市川市，船橋市，松戸市， 野田市，茂原市，佐倉市，習志野市，柏市，流山市，八千代市， 我孫子市，鎌ヶ谷市，浦安市，四街道市，白井市
神奈川県	横浜市（鶴見区，中区，磯子区を除く），川崎市（川崎区を除く）， 相模原市（緑区を除く），横須賀市，平塚市，鎌倉市，藤沢市， 小田原市，茅ヶ崎市，逗子市，秦野市，厚木市，大和市，伊勢原市， 海老名市，座間市，南足柄市，綾瀬市，寒川町，二宮町，中井町， 開成町，愛川町
山　梨　県	中央市，昭和町，忍野村
静　岡　県	沼津市，三島市，富士市，清水町，長泉町

ロ　受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)の割引区分

Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

20　令和７年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置

この約款実施の日から令和７年３月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，39（給電指令の実施等）（９）または(10)にかかわらず，次のとおりといたします。

（１）　当社は，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハ，トまたは（３）によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

(ｲ)　割 引 の 対 象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）（１）イ，ロ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ)　割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ハ)　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

(イ)　割 引 の 対 象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）（１）イ，ロ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ロ)　割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

(ハ)　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　　式）

ａ　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times (D - d) / D$$

H’＝　修正時間

H　＝　制限時間

D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

ｄ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

ｂ　接続供給電力量を制限した場合

$H' = H \times (A - B) / A$

H' ＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量

B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

（２）（１）による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

（３） 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，（１）および（２）に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

21　料金についての切替措置

令和６年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。

なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における令和６年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

別　　表

別　　表

１　契約設備電力の算定

（１）　契約設備電力は，原則として，電流を制限する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

イ　電流を制限する計量器による場合

$$\text{入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）}=\text{制限される電流（ｱﾝﾍﾟｱ）}\times 100\text{ﾎﾞﾙﾄ}\times\frac{1}{1,000}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\text{入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）}=\text{電流制限器の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）}\times 100\text{ﾎﾞﾙﾄ}\times\frac{1}{1,000}$$

ハ　主開閉器による場合

別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

（２）（１）によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

２　系統設備効率化割引の対象変電所等

（１）　系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割引区分	都または県	割引対象変電所等
Ａ－１	東　京　都	上野変電所，青梅変電所，北多摩変電所，城南変電所，新宿変電所，新多摩変電所，水道橋変電所，世田谷変電所，西東京変電所，練馬変電所，東新宿変電所，墨東変電所，南多摩変電所
	埼　玉　県	新所沢変電所，新飯能変電所，豊岡変電所，中東京変電所，新座変電所，南狭山変電所
	神奈川県	荏田変電所，北相模変電所１・２・３バンク，新秦野変電所

	山　梨　県	東山梨変電所
	静　岡　県	新富士変電所
Ａ－２	東　京　都	多摩変電所
	群　馬　県	西毛変電所，新新田変電所，新榛名変電所，東毛変電所，西群馬開閉所，東群馬変電所
	埼　玉　県	上尾変電所，北熊谷変電所，北与野変電所，京北変電所，新岡部変電所，新坂戸変電所，新秩父開閉所，西越谷変電所，南川越変電所
	神奈川県	北相模変電所４・５バンク，港北変電所
	新　潟　県	信濃川変電所（東北電力ネットワーク株式会社の供給区域）
	長　野　県	新信濃変電所（中部電力パワーグリッド株式会社の供給区域）
Ａ－３	東　京　都	江東変電所
	栃　木　県	新今市開閉所，新栃木変電所
	茨　城　県	新古河変電所
	埼　玉　県	北葛飾変電所，北東京変電所
	神奈川県	中相模変電所，西横浜変電所
	福　島　県	南いわき開閉所（東北電力ネットワーク株式会社の供給区域）
Ｂ－１	東　京　都	葵町変電所，青戸変電所，青葉町変電所，青山変電所，赤坂変電所，赤羽変電所，昭島変電所，秋留変電所，浅川変電所，浅草変電所，旭町変電所，麻布変電所，小豆沢変電所，愛宕変電所，綾瀬変電所，新井宿変電所，荒木町変電所，有明町変電所，飯倉変電所，飯田橋変電所，井口変電所，伊興変電所，石川町変電所，板橋変電所，市ヶ谷変電所，一之江変電所，稲城変電所，稲荷台変電所，稲荷町変電所，犬目変電所，井之頭変電所，今川変電所，入谷町変電所，岩渕変電所，岩本町変電所，上野変電所，宇喜田変電所，浮間変電所，内幸町変電所，厩橋変電所，梅島変電所，梅田東変電所，江古田変電所，枝川町変電所，江戸橋変電所，荏原変電所，扇橋変電所，青梅変電所，青梅橋変電所，大泉変電所，大久野変電所，王子変電所，大島変電所，尾久変電所，奥戸変電所，小作変電所，押部変電所，落合変電所，お茶の水変電所，音羽変電所，小名木川変電所，尾山台変電所，貝取変電所，蠣浜変電所，梶野変電所，鍛冶橋変電所，柏町変電所，春日変電所，霞ヶ関変電所，片倉変電所，金町変電所，要町変電所，上大崎変電所，上荻変電所，加美平変電所，上高田変電所，上平井変電所，上富士変電所，上用賀変電所，亀戸変電所，茅場町変電所，河田町変電所，河原町変電所，神田変電所，神田東口変電所，菊川変電所，北綾瀬変電所，北小岩変電所，北渋谷変電所，北新宿変電所，北千住変電所，北園変電所，北戸山変電所，北野変電所，北堀切変電所，北山変電所，吉祥寺変電所，御苑前変電所，清瀬変電所，錦糸町変電所，久ヶ原変電所，九段変電所，国立変電所，久保町変電所，久米川変電所，蔵前変電所，車返変電所，久留米変

		電所，月光町変電所，小合変電所，恋ヶ窪変電所，小岩変電所，麹町変電所，庚申塚変電所，郷地変電所，小金井変電所，国分寺南変電所，小島変電所，小平変電所，五反田変電所，狛江変電所，駒沢変電所，小松川変電所，小峰変電所，小茂根変電所，金王坂変電所，境変電所，笹塚変電所，左門町変電所，沢井変電所，三番町変電所，残堀変電所，鹿浜変電所，鹿骨変電所，信濃町変電所，篠崎変電所，柴崎変電所，渋江変電所，渋谷変電所，志村変電所，下清戸変電所，下十条変電所，下沼田変電所，下丸子変電所，石神井変電所，自由ヶ丘変電所，十間川変電所，白魚橋変電所，白子変電所，新和泉町変電所，新小川町変電所，神泉町変電所，新富変電所，新橋変電所，神保町変電所，巣鴨変電所，鈴木町変電所，須田町変電所，砂川変電所，砂町変電所，隅田変電所，駿河台変電所，諏訪木変電所，成城変電所，清正公前変電所，聖蹟桜ヶ丘変電所，関町変電所，世田谷変電所，浅間町変電所，千石町変電所，千人町変電所，祖師谷変電所，外神田変電所，台町変電所，大楽寺変電所，高井戸変電所，高砂変電所，高島平変電所，高幡変電所，高幡不動変電所，鷹番変電所，高松変電所，田柄変電所，内匠変電所，竪川変電所，田無変電所，田端変電所，田町変電所，玉の井変電所，千歳変電所，千歳船橋変電所，千早変電所，調布変電所，調布ヶ丘変電所，築地変電所，月島変電所，堤方変電所，弦巻変電所，鶴巻町変電所，寺島変電所，寺田変電所，田園調布変電所，通町変電所，徳丸変電所，戸崎変電所，等々力変電所，飛田給変電所，富ヶ谷変電所，戸山変電所，豊玉変電所，仲御徒町変電所，中神変電所，中川変電所，中河原変電所，中小岩変電所，長島変電所，中台変電所，永田町変電所，中野変電所，中丸変電所，長峰変電所，中村橋変電所，並木橋変電所，西赤羽変電所，西新井変電所，西板橋変電所，西大泉変電所，西落合変電所，西蒲田変電所，西亀有変電所，西茅場変電所，西北原変電所，錦町変電所，西銀座変電所，西久保変電所，西五反田変電所，西新宿変電所，西巣鴨変電所，西台変電所，西八丁堀変電所，西舟渡変電所，日暮里変電所，二の橋変電所，貫井変電所，根ヶ布変電所，根岸変電所，練馬変電所，野方変電所，拝島変電所，白山変電所，箱根ヶ崎変電所，橋場変電所，蓮沼変電所，蓮根変電所，八王子変電所，八幡山変電所，初台変電所，花園変電所，馬場先変電所，浜町変電所，浜松町変電所，原宿変電所，晴海変電所，番衆変電所，番町変電所，東池袋変電所，東内幸町変電所，東尾久変電所，東葛西変電所，東亀有変電所，東銀座変電所，東小岩変電所，東品川変電所，東中野変電所，東村山変電所，東大和変電所，光が丘変電所，氷川変電所，一ツ橋変電所，日野変電所，日之出変電所，日比谷変電所，碑文谷変電所，平山変電所，広尾変電所，深川変電所，福神橋変電所，福住変電所，袋町変電所，布田変電所，二葉町変電所，府中変電所，福生変電所，船堀橋変電所，別所変電所，保谷変電

		所，保木間変電所，堀江変電所，堀切変電所，本蒲田変電所，本銀町変電所，本郷変電所，本所変電所，前野変電所，馬込変電所，増戸変電所，町田変電所，町屋変電所，松島変電所，松葉町変電所，松原変電所，丸の内変電所，三河島変電所，瑞穂町変電所，水元変電所，三鷹変電所，三鷹台変電所，道塚変電所，緑町変電所，南青山変電所，南池袋変電所，南泉変電所，南木挽町変電所，南鞘町変電所，南柴崎変電所，南新橋変電所，南砂町変電所，南千住変電所，南田中変電所，南中野変電所，みなみ野変電所，南浜橋変電所，南馬込変電所，明神町変電所，向島変電所，向台変電所，村山変電所，目黒変電所，目白変電所，元麻布変電所，元横山変電所，師岡変電所，矢口変電所，八坂変電所，矢崎変電所，柳島変電所，柳田変電所，谷原変電所，谷保変電所，大和町変電所，由木変電所，湯島変電所，用賀変電所，芳町変電所，六本木変電所，若葉町変電所，早稲田変電所
	茨　城　県	学園都市変電所，木有戸変電所，五霞変電所
	埼　玉　県	秋ヶ瀬変電所，朝霞変電所，旭台変電所，あずま変電所，愛宕町変電所，天沼変電所，伊奈変電所，伊原変電所，入曽変電所，入間変電所，植田谷変電所，上ノ原変電所，浦和変電所，大石変電所，大瀬変電所，大広戸変電所，大袋変電所，大宮変電所，大宮桜木変電所，大和田変電所，加倉変電所，加納変電所，上青木変電所，上吉羽変電所，亀久保変電所，川口変電所，川口芝変電所，川口戸塚変電所，川口本町変電所，川寺変電所，川西変電所，木崎変電所，岸町変電所，北足立変電所，北大宮変電所，北川口変電所，北坂戸変電所，久喜変電所，栗橋変電所，黒谷変電所，鴻巣変電所，幸松変電所，越谷変電所，越谷宮本変電所，小堤変電所，小手指変電所，さいたま新都心変電所，幸町変電所，鷺高変電所，笹目北町変電所，幸手変電所，狭山変電所，三野宮変電所，慈恩寺変電所，志木変電所，下郷変電所，下富変電所，菖蒲変電所，庄和変電所，白岡変電所，白幡変電所，新郷変電所，杉戸変電所，清門変電所，草加変電所，草加稲荷変電所，大門変電所，武里変電所，田島変電所，竹間沢変電所，所沢変電所，戸田公園変電所，豊岡変電所，中曽根変電所，並木変電所，西川越変電所，西草加変電所，西袋変電所，西堀変電所，西蕨変電所，二度栗山変電所，野火止変電所，蓮田変電所，原山変電所，東浦和変電所，東川口変電所，東北野変電所，東久喜変電所，東越谷変電所，東町変電所，東八潮変電所，膝折変電所，美女木変電所，平方変電所，深作変電所，福原変電所，ふじみ野変電所，星の宮変電所，堀の内変電所，前谷変電所，松郷変電所，松伏変電所，美笹変電所，三郷変電所，瑞穂変電所，南越谷変電所，南町変電所，南辻変電所，宮代変電所，宮戸変電所，宮前変電所，武蔵大井変電所，武蔵藤沢変電所，宗岡変電所，館橋変電所，八木崎変電所，八潮変電所，谷塚町変電所，柳瀬変電所，横曽根変電所，吉川変電所，吉野変電所，与野変電所，寄巻変電

		所，領家変電所，脇田変電所，和光変電所，鷲宮変電所，蕨変電所
	千　葉　県	茜浜変電所，我孫子変電所，市川第二変電所，浦安変電所，江戸川台変電所，大洲変電所，大谷口変電所，海神変電所，海浜変電所，柏変電所，柏井変電所，柏高田変電所，柏東口変電所，葛飾変電所，金ヶ作変電所，鎌ヶ谷変電所，北栄変電所，北三咲変電所，行徳変電所，検見川変電所，小金変電所，酒井根変電所，鷺沼変電所，作草部変電所，塩焼変電所，下貝塚変電所，菅野変電所，園生変電所，鷹の台変電所，塚田変電所，津田沼変電所，坪井変電所，出洲変電所，富塚変電所，長作変電所，長沼変電所，流山変電所，習志野変電所，西千葉変電所，西松戸変電所，根戸変電所，原木変電所，東松戸変電所，二和東変電所，船橋変電所，平和台変電所，本町変電所，舞浜変電所，幕張変電所，幕張本郷変電所，増尾変電所，松戸変電所，松飛台変電所，湊町変電所，南園生変電所，南山変電所，美浜変電所，麦丸変電所，本大久保変電所，本中山変電所，矢切変電所，八柱変電所，八幡変電所，六和変電所
	神奈川県	愛川変電所，青木町変電所，あざみ野変電所，綾瀬台変電所，生田変電所，伊勢原変電所，市ヶ尾変電所，岩戸変電所，梅田変電所，恵比須町変電所，海老名変電所，大磯変電所，大塚変電所，大沼変電所，大野変電所，大庭変電所，大谷変電所，岡田変電所，片瀬変電所，亀井野変電所，鴨志田変電所，川井変電所，木古庭変電所，北相模変電所，衣笠変電所，鵠沼変電所，久里浜変電所，高座変電所，御所見変電所，佐江戸変電所，相模大野変電所，相模台変電所，桜山変電所，座間変電所，寒川変電所，三田変電所，下沖変電所，湘南変電所，白鷺変電所，神明変電所，末広町変電所，清新変電所，瀬谷変電所，大黒ふ頭変電所，宝町変電所，武山変電所，城藤沢変電所，田村変電所，茅ヶ崎変電所，辻堂変電所，中井変電所，中津変電所，中山変電所，西鶴間変電所，西横浜変電所，根坂間変電所，長谷変電所，秦野変電所，馬入変電所，引地川変電所，ひばりが丘変電所，比々多変電所，平台変電所，平塚変電所，比留川変電所，深見変電所，二ツ橋変電所，平成町変電所，馬堀変電所，三浦変電所，三崎変電所，緑が丘変電所，宮地変電所，六会変電所，大和変電所，横須賀変電所，若松町変電所
Ｂ－２	東　京　都	阿佐ヶ谷変電所，池尻変電所，牛込変電所，宇田川変電所，梅屋敷変電所，恵比寿変電所，追分変電所，大井変電所，大岡山変電所，大崎変電所，大宮前変電所，大森変電所，荻窪変電所，柏木変電所，蒲田変電所，上北沢変電所，上通変電所，木曽変電所，糀谷変電所，桜丘変電所，鮫洲変電所，三軒茶屋変電所，芝浦変電所，下井草変電所，図師町変電所，洗足変電所，千駄ヶ谷変電所，代沢変電所，台場変電所，平町変電所，竹町変電所，角筈変電所，鶴川変電所，天空橋変電所，戸越変電所，豊島町変電

		所，成宗変電所，成瀬変電所，南海橋変電所，南郷変電所，西芝浦変電所，原町田変電所，東大崎変電所，東北沢変電所，東世田谷変電所，広町変電所，前沢変電所，南荏原変電所，森ヶ崎変電所，森野変電所，祐天寺変電所，淀橋変電所，代々木変電所，六郷変電所，和田堀変電所
	栃　木　県	宇都宮変電所，江曽島変電所，栗山変電所，宿郷変電所，砂田変電所，匠町変電所，中禅寺変電所，鶴田変電所，戸祭変電所，馬場通変電所，平石変電所，平出変電所，松ヶ峰変電所，真岡変電所，簗瀬町変電所
	群　馬　県	天川変電所，伊勢崎変電所，井野川変電所，岩神変電所，北高崎変電所，倉賀野変電所，曲輪町変電所，下和田変電所，新前橋変電所，須田貝変電所，高崎変電所，館林変電所，問屋町変電所，前橋変電所，水上変電所，宮郷変電所，宮元町変電所
	茨　城　県	牛谷変電所，大町変電所，北川辺変電所，北多賀変電所，古河変電所，下館変電所，白梅変電所，助川変電所，総和変電所，多賀変電所，高津変電所，つくば並木変電所，土浦変電所，取手変電所，中土浦変電所，根本変電所，東取手変電所，日立変電所，常陸海浜変電所，水戸変電所，南古河変電所，守谷変電所，結城変電所
	埼　玉　県	吾野変電所，今井変電所，大中居変電所，桶川変電所，柏原変電所，加須変電所，上広瀬変電所，上福岡変電所，川越変電所，北加須変電所，北本変電所，行田変電所，熊谷変電所，腰越変電所，坂戸変電所，指扇変電所，千本桜変電所，草加青柳変電所，秩父変電所，飯能変電所，東熊谷変電所，日高変電所，深谷変電所，本庄変電所，的場変電所，三ヶ尻変電所，箕田変電所，南篠崎変電所，南山田変電所，芳野台変電所
	千　葉　県	吾妻町変電所，市原変電所，犬吠変電所，うすい変電所，運河変電所，上高野変電所，鴨川変電所，黒砂変電所，五井変電所，公津東変電所，三ヶ尾変電所，潮見変電所，鹿渡変電所，志津変電所，蘇我変電所，高師変電所，千種変電所，千葉変電所，出口変電所，寺台変電所，東金変電所，富浦変電所，長浦変電所，西成田変電所，根郷変電所，野田変電所，富士見町変電所，船尾変電所，宮崎変電所，明神変電所，八千代台変電所，吉橋変電所，若松台変電所
	神奈川県	足柄変電所，厚木変電所，新玉変電所，有馬変電所，飯山変電所，石川変電所，伊勢佐木町変電所，磯子変電所，井田変電所，市沢変電所，井土ヶ谷変電所，稲荷変電所，浮島変電所，内山変電所，大船変電所，恩田変電所，貝山変電所，笠間町変電所，梶ヶ谷変電所，鹿島田変電所，加瀬変電所，神奈川変電所，金沢変電所，金子変電所，鎌倉変電所，上大岡変電所，上永谷変電所，上和田変電所，川崎変電所，川尻変電所，菊名変電所，岸根変電所，北幸変電所，北寺尾変電所，北の原変電所，久地変電所，弘明寺変電所，黒川変電所，国府津変電所，港南台変電所，強羅変

		電所，古渕変電所，小港変電所，子安変電所，境木変電所，栄町変電所，相模原変電所，桜木町変電所，桜橋変電所，笹下変電所，幸浦変電所，さちが丘変電所，塩浜変電所，品濃変電所，下野毛変電所，白根変電所，末吉変電所，菅沼変電所，杉田変電所，住吉町変電所，仙石変電所，センター北変電所，大師変電所，高田変電所，竹松変電所，多古変電所，田名変電所，多摩川変電所，丹沢湖変電所，長後変電所，長者町変電所，塚原変電所，津久井変電所，土橋変電所，綱島変電所，鶴ヶ峰変電所，鶴見変電所，戸塚変電所，富岡変電所，鳥山変電所，中島変電所，中町変電所，仲通変電所，中野島変電所，中野町変電所，中原変電所，中堀変電所，中和田変電所，生麦変電所，日進町変電所，新羽変電所，能見台変電所，登戸変電所，箱根変電所，橋本変電所，早川変電所，東扇島変電所，東方変電所，東神奈川変電所，東戸塚変電所，東橋本変電所，東山田変電所，日吉変電所，福浦変電所，藤野変電所，星川変電所，保土ヶ谷変電所，堀川変電所，堀西変電所，本牧変電所，舞岡変電所，水沢変電所，溝ノ口変電所，三ツ沢変電所，みなとみらい変電所，南吉田変電所，峰変電所，宮本変電所，御幸変電所，六浦変電所，矢部変電所，山下町変電所，山手変電所，湯河原変電所，百合ヶ丘変電所，横浜変電所，林間変電所，若宮変電所，渡田変電所
	山　梨　県	飯田町変電所，飯富変電所，上野原変電所，大津変電所，鐘ヶ淵変電所，上吉田変電所，河口湖変電所，国母変電所，駒橋変電所，幸変電所，桜町変電所，塩沢変電所，田野倉変電所，玉諸変電所，徳行変電所，富沢変電所，初狩変電所，早川第一変電所，早川第三変電所，平野変電所，富士吉田変電所，身延変電所，八代変電所，山中変電所，山梨変電所，竜王変電所
	静　岡　県	熱海変電所，厚原変電所，伊豆戸田変電所，伊東変電所，稲取変電所，今泉変電所，宇佐美変電所，大室変電所，岡宮変電所，香貫変電所，三軒家変電所，下田変電所，城内変電所，新富士変電所，堰原変電所，高島変電所，竪堀変電所，津田変電所，土肥変電所，堂庭変電所，長岡変電所，中土狩変電所，沼津変電所，初川変電所，原変電所，広小路変電所，富士変電所，間門変電所，松崎変電所，松本変電所，三島変電所，南御殿場変電所，宮島変電所，八幡野変電所，吉原変電所

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として令和10年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

（２）　系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ　（１）の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）（１）により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として令和10年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

また，令和６年３月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ　（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ　（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，（１）の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ　令和６年４月１日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の 割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－１	Ａ－１，Ａ－２，Ａ－３ または割引対象外	Ａ－１
Ａ－２	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２，Ａ－３または 割引対象外	Ａ－２
Ａ－３	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２	Ａ－２
	Ａ－３または割引対象外	Ａ－３
Ｂ－１	Ｂ－１，Ｂ－２または 割引対象外	Ｂ－１
Ｂ－２	Ｂ－１	Ｂ－１
	Ｂ－２または割引対象外	Ｂ－２

３　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）（２）イ(ﾛ) ｂもしくは(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）（２）イ(ｲ) ｂ (b)もしくは(ﾛ) ｂの場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

（１）　供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）} \times \text{電圧（ﾎﾞﾙﾄ）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

（２）　供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）} \times \text{電圧（ﾎﾞﾙﾄ）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

（1）　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力（ワット）×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

ロ　ネ オ ン 管 灯

2次電圧（ボルト）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

ニ　水　　銀　　灯

出　　力 （ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60以下	80	170	70
80以下	100	190	90
100以下	150	200	130
125以下	160	290	145
200以下	250	400	230
250以下	300	500	270
300以下	350	550	325
400以下	500	750	435
700以下	800	1,200	735
1,000以下	1,200	1,750	1,005

（2）　誘 導 電 動 機

イ　単相誘導電動機

(ｲ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　　力 （ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35以下	―	160	出力（ﾜｯﾄ）× 133.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ
45以下	―	180	
65以下	―	230	
100以下	250	350	
200以下	400	550	
400以下	600	850	
550以下	900	1,200	
750以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換　算　容　量（入力〔キロワット〕）
出力（馬力）　　× 93.3パーセント
出力（キロワット）　　×125.0パーセント

（３）　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

<table>
<tr><th>装置種別（携帯型および移動型を含みます。）</th><th>最高定格
管 電 圧
(ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ)</th><th>管　電　流
（短時間定格電流）
（ミリアンペア）</th><th>換算容量（入力）

（キロボルトアンペア）</th></tr>
<tr><td>治療用装置</td><td></td><td></td><td>定格１次最大入力
（キロボルトアンペア）
の値といたします。</td></tr>
<tr><td rowspan="16">診察用装置</td><td rowspan="8">95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ
以下</td><td>20ミリアンペア以下</td><td>1</td></tr>
<tr><td>20ミリアンペア超過
30ミリアンペア以下</td><td>1.5</td></tr>
<tr><td>30ミリアンペア超過
50ミリアンペア以下</td><td>2</td></tr>
<tr><td>50ミリアンペア超過
100ミリアンペア以下</td><td>3</td></tr>
<tr><td>100ミリアンペア超過
200ミリアンペア以下</td><td>4</td></tr>
<tr><td>200ミリアンペア超過
300ミリアンペア以下</td><td>5</td></tr>
<tr><td>300ミリアンペア超過
500ミリアンペア以下</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td>500ミリアンペア超過
1,000ミリアンペア以下</td><td>10</td></tr>
<tr><td rowspan="4">95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ
超過
100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ
以下</td><td>200ミリアンペア以下</td><td>5</td></tr>
<tr><td>200ミリアンペア超過
300ミリアンペア以下</td><td>6</td></tr>
<tr><td>300ミリアンペア超過
500ミリアンペア以下</td><td>8</td></tr>
<tr><td>500ミリアンペア超過
1,000ミリアンペア以下</td><td>13.5</td></tr>
<tr><td rowspan="2">100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ
超過
125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ
以下</td><td>500ミリアンペア以下</td><td>9.5</td></tr>
<tr><td>500ミリアンペア超過
1,000ミリアンペア以下</td><td>16</td></tr>
<tr><td rowspan="2">125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ
超過
150ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ
以下</td><td>500ミリアンペア以下</td><td>11</td></tr>
<tr><td>500ミリアンペア超過
1,000ミリアンペア以下</td><td>19.5</td></tr>
<tr><td rowspan="3">蓄電器放電式
診察用装置</td><td colspan="2">コンデンサ容量0.75マイクロファラッド
以下</td><td>1</td></tr>
<tr><td colspan="2">0.75マイクロファラッド超過
1.5マイクロファラッド以下</td><td>2</td></tr>
<tr><td colspan="2">1.5マイクロファラッド超過
３マイクロファラッド以下</td><td>3</td></tr>
</table>

（４） 電 気 溶 接 機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（キロワット）＝最大定格１次入力（キロボルトアンペア）×70パーセント

ロ　イ以外の場合

入力（キロワット）＝実測した１次入力（キロボルトアンペア）×70パーセント

（５） そ　の　他

イ　（１），（２），（３）および（４）によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

５　平均力率の算定

（１） 平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2+(\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

（２） 有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるも

のといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

６　契約負荷設備の総容量の算定

（１）　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(ｲ)　住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

１差込口につき　50ボルトアンペア

(ﾛ)　(ｲ)以外の場合

１差込口につき　100ボルトアンペア

（２）　契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の１回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

７　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

（１）　発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

$$\text{発電バランシンググループごとの発電計画} = \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

（２）　接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

（３）　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

(ｲ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの31（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画

$$= \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(ｲ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

8　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

（１） 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）（１）イ，ロ，ニまたはホの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

（２） 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ)　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ)　前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

（３） （１）または（２）によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，（２）によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

（４） 発電量調整受電電力量の協定については，（２）および（３）に準ずるものといたします。

９　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対　象　期　間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通　知　の　期　限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜
日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごと
の実需給
の開始時
刻の１時
間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="4">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="3">―</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，

より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

10　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対　象　期　間</td><td>年間計画
（第1年度，
第2年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通　知　の　期　限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td>―</td><td>―</td><td colspan="3">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注６）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間		年間計画（第1年度，第2年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年10月31日	毎月１日	毎週水曜日午前10時	毎日午前10時	毎日午前12時	30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する日ごとの時刻の需要抑制量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する日ごとの時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	—	—	30分ごとの値

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

（１）　照明用電気機器

イ　け　い　光　灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧（ボルト）	管灯の定格消費電力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
100	10 15 20 30 40 60 80 100	4.5 5.5 9 11 17 21 30 36
200	40 60 80 100	4.5 5.5 7 9

ロ　ネオン管灯（標準周波数50ヘルツの場合といたします。）

２次電圧（ボルト）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
3,000 6,000 9,000 12,000 15,000	30 50 75 100 150

ハ　水銀灯（標準周波数50ヘルツおよび60ヘルツの場合といたします。）

出力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100ボルト	200ボルト
50以下	30	7
100以下	50	9
250以下	75	15
300以下	100	20
400以下	150	30
700以下	250	50
1,000以下	300	75

（2）　誘 導 電 動 機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(ｲ)　単相誘導電動機

電動機定格出力（キロワット）		0.1	0.2	0.25	0.4	0.55	0.75	1.1
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	使用電圧100ﾎﾞﾙﾄ	50	75	75	75	100	100	100
	使用電圧200ﾎﾞﾙﾄ	20	20	30	30	40	40	50

(ﾛ)　３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力		1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ		0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	2極	50ﾍﾙﾂ	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
		60ﾍﾙﾂ	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4極	50ﾍﾙﾂ	－	－	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
		60ﾍﾙﾂ	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6極	50ﾍﾙﾂ	－	－	50	100	100	150	300	300	500	500	700	800	1,200	1,300
		60ﾍﾙﾂ	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	50ﾍﾙﾂ	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600
	60ﾍﾙﾂ	10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

（３）　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力(キロボルトアンペア)	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

（４）　そ　の　他

（１），（２）および（３）によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

13　標　準　設　計

（１）　高圧および低圧電線路

イ　電圧降下の許容限度

高圧および低圧の電線路における電圧降下の許容限度は，次のとおりといたします。

なお，この場合の電線路は，受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発電所，変電所または供給用変圧器の引出口までといたします。

公称電圧 / 区域	高圧		低圧	
	3,300ボルト	6,600ボルト	100ボルト	200ボルト
市街地		300ボルト	６ボルト	20ボルト
その他	150ボルト	600ボルト	６ボルト	20ボルト

ロ　電線路の経路

高圧および低圧の電線路の経路は，技術上支障のない範囲で電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

ハ　電線路の種類

高圧および低圧の電線路の種類は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路の施設が法令上認められない場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により著しく困難な場合には，その他の方法によります。

ニ　架空電線路

(ｲ)　電線路の施設方法

ａ　高圧および低圧の電線路は，単独の電線路の新設，他の電線路との併架，電線の張替または負荷の分割のうち，技術上支障のない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

ｂ　高圧の電線路を単独で施設する場合は，原則として１回線といたします。

(ﾛ)　支持物の種類

高圧および低圧の電線路の支持物は，原則として分割式複合柱といたします。ただし，当社が技術上，経済上適当と認めた場合には，鉄筋コンクリート柱，鉄筋コンクリート鋼管複合柱，鋼管柱，木柱等といたします。

(ﾊ)　径間

高圧および低圧の電線路の径間は，原則として次によります。

施設地域	径間
市街地	30メートル
その他	40メートル

(ﾆ)　支持物の長さ

高圧および低圧の電線路の支持物の長さは，次によります。ただし，根入れ，電線の弛度，装柱等の施設場所の状況から，この長さ以外のものを使用することがあります。

施設地域 / 装柱	市街地	その他
高圧	15メートル	15メートル
高低圧併架	15メートル	15メートル
低圧	11メートル	11メートル
低圧引込	6.9メートル	6.9メートル

(ホ) がいしの種類

高圧および低圧の電線路で使用するがいしは，次によります。

電圧 / 使用箇所		引通箇所	引留箇所
高圧		高圧中実がいし 高圧クランプがいし 高圧ピンがいし	高圧耐張がいし 高圧中実耐張がいし
低圧	本線	低圧ピンがいし 低圧引留がいし	低圧引留がいし
低圧	引込線	低圧引留がいし，多溝がいし，平形がいし，分割ねじ込みがいし（普通，長足）	

(ヘ) 装柱

高圧電線路および電力用低圧電線路については，水平配列による装柱とし，電灯用低圧電線路については，垂直配列による装柱といたします。ただし，他の電気工作物，樹木等との離隔距離を確保するため，または消防活動の円滑化等地域の事情により，D型装柱，スペーサー装柱，架空ケーブル装柱等の特殊な装柱とすることがあります。

(ト) 付属材料の種類

a　高圧電線路および電力用低圧電線路を水平配列とする場合は，軽腕金を施設いたします。

b　支柱，支線柱は，技術上適当と認められる分割式複合柱等といたします。

c　変圧器の１次側に使用する開閉器は，高圧カットアウトといたします。

d　高圧の電線路を保守するため，電線路の分岐箇所その他必要な箇所に，自動式または手動式の高圧負荷開閉器を施設いたします。

(ﾁ)　電線の種類および太さ

a　高圧および低圧の電線は，導体が銅線，アルミ線もしくは鋼心アルミより線の絶縁電線または架空ケーブルといたします。

b　電線の太さは，許容電流，電圧降下，短絡容量，機械的強度等に応じて次の中から選定いたします。

電線の種類 / 電　圧		銅線	アルミ線	ケーブル
高圧			公称断面積32平方ミリメートル以上	公称断面積38平方ミリメートル以上
低圧	本線		公称断面積32平方ミリメートル以上	公称断面積38平方ミリメートル以上
	引込線	直径2.6ミリメートル以上	公称断面積120平方ミリメートル以上	直径2.0ミリメートル以上

c　電線の許容電流は，次によります。

（単位：アンペア）

種別＼太さ		単線（ミリメートル）			より線（平方ミリメートル）											
		2.0	2.6	3.2	5.5	8	14	22	32	38	60	100	120	150	200	240
高圧絶縁電線	鋼心アルミより線（ACSR-OE線）								132				288			
	硬アルミ線（HAL-OC線）															530
高圧架空ケーブル（CVT-SS，HCVT-SS）	トリプレックス型自己支持形高圧架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル									155		275			475	
縁廻し用電線	銅線（IJP）											345		450	545	
高圧引下用電線（PDC線）					72											
低圧絶縁電線	鋼心アルミより線（ACSR-OE線）								132				288			
	硬アルミ線（HAL-OC線）															530
600ボルトビニル絶縁電線（IV線）			48			61		115		162						
低圧架空ケーブル（SHVVQ-SS）	クオーレックス型自己支持形特殊耐熱ビニル絶縁ビニルシースケーブル（150平方ミリメートル×2＋100平方ミリメートル×2）											270		340		
ビニル絶縁ケーブル（SVケーブル）	2心（2SV）	27	39			51	70			138	188	259				
	3心（3SV）		34			45	65	86		121	165	217		286		
引込用ビニル絶縁電線（DV線）	2個より（2DV）		38	50			70			130						
	3個より（3DV）		34	44			62	80		113	152					
600ボルト架橋ポリエチレン絶縁ケーブル（CVケーブル）	2個より（2CV）					70	100	130		185	245	335		440		
	3個より（3CV）					68	94	120		170	230	315		415		

（注）電線およびケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算出してあります。

(リ)　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，技術上，経済上適当と認められるものを次の中から選定いたします。

容　　量（キロボルトアンペア）
10, 20, 30, 50, 75, 100, 50+125, 30+70, 20+50, 10+30, 15+50, 20+75

(ヌ)　耐雷設備の施設

電線路には，避雷器，架空地線その他の技術上，経済上合理的な耐雷設備を施設いたします。

(ル)　耐塩設備の施設

塩害発生のおそれの多い地域に施設する電線路には，耐塩がいし類その他の耐塩構造の設備を施設いたします。

ホ　地 中 電 線 路

(イ)　電線路の施設方法

高圧および低圧の電線路は，管路式，暗きょ式または直埋式のうち，技術上支障のない範囲でいずれか経済的な方法により施設いたします。

(ロ)　ケーブルの選定

ケーブルは，許容電流，電圧降下，短絡容量，施設方法等に応じて次の中から選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格の算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

公称電圧 ＼ 条　件	6,600ボルト	100ボルトまたは200ボルト			
種　　類	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル(トリプレックス型)(ＣＶ－Ｔケーブル)	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル(クワドループレックス型)(ＣＶ－Ｑケーブル)	600ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブル(ＳＶケーブル)		600ボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル(ＣＶケーブル)	
線　心　数	3	4	2	3	2	3
公称断面積(平方ミリメートル)	60	60	8	8	8	8
	150	150	14	14	14	14
	250	250	38	22	22	22
	325		60	38	38	38
	500		100	60	60	60
				100	100	100
				150		150

(ハ)　多回路開閉器，高圧供給用配電箱，低圧分岐装置および低圧屋側分岐箱の施設

a　多回路開閉器は，高圧線を分岐する場合に施設いたします。

b　高圧供給用配電箱は，高圧で電気を供給する場合に接続装置とし

て施設いたします。

c　低圧分岐装置または低圧屋側分岐箱は，低圧線を分岐する場合に施設いたします。

(ﾆ)　高圧で電気を供給する場合は，地中電線路からπ型の引込線を施設いたします。

ヘ　そ　　の　　他

技術上その他やむをえない場合で，中高層集合住宅等への供給のために当社が発電者または需要者の土地または建物内に変圧器等の供給設備を施設するときは，発電者または需要者施設柱方式，集合住宅用の変圧器方式または供給用変圧器室（棟）方式のいずれかによります。

（２）　特別高圧電線路

イ　電圧降下の許容限度

電線路の電圧降下の許容限度は，次のとおりといたします。

なお，この場合の電線路は，受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発電所または変電所の引出口までといたします。

公　称　電　圧	22,000ボルト	66,000ボルト	154,000ボルト
電圧降下の許容限度	2,000ボルト	6,000ボルト	14,000ボルト

ロ　電線路の経路

電線路の経路は，技術上支障のない範囲で電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

ハ　電線路の種類

電線路の種類は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路の施設が法令上認められない場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により著しく困難な場合には，その他の方法によります。

ニ　架空電線路

(ｲ)　電線路の施設方法

電線路は，単独の電線路の新設，他の電線路との併架，電線の張替等のうち，技術上支障のない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

なお，他の電線路との併架により施設する場合には，上部に電圧の高いものを施設いたします。

(ﾛ) 支持物の種類

電線路の支持物は，鉄塔といたします。ただし，公称電圧22,000ボルトの場合で，当社が技術上，経済上適当と認めたときには，電線路の支持物は，電柱とすることがあります。この場合には，分割式複合柱を使用いたします。

(ﾊ) 径　　間

a　支持物を鉄塔とする場合

径間は，原則として250メートル以上，350メートル以下といたします。

b　支持物を電柱とする場合

径間は，原則として40メートルといたします。

(ﾆ) がいしの種類および連結個数

a　がいしは，直径250ミリメートルの懸垂がいし（以下「懸垂がいし」といいます。）または長幹がいしといたします。

b　懸垂がいしの連結個数は，次によります。ただし，煙じん汚損が著しい地域等に施設する場合には，その個数に１個または２個を加えることがあります。

塩分付着量（ミリグラム/平方センチメートル）		0.01以下	0.01超過 0.03以下	0.03超過 0.06以下	0.06超過 0.12以下	0.12超過 0.25以下	0.25超過
公称電圧	22,000ボルト	3	3	3	3	3	3以上
	66,000ボルト	5	6	7	8	9	10以上
	154,000ボルト	11	14	16	18	21	22以上

c　長幹がいしとする場合は，ｂに準ずるものといたします。

(ﾎ) 電線の種類および太さ

a　支持物を鉄塔とする場合

電線は，アルミ覆鋼心アルミより線といたします。ただし，機械的強度上とくに必要のある場合，腐食のおそれがある場合等特別の事情がある場合には，これ以外のものとすることがあります。

なお，アルミ覆鋼心アルミより線の太さは，許容電流，電圧降下，短絡容量，機械的強度等に応じて次の中から選定いたします。ただし，他の電線路との併架により施設する場合には，その電線路に既に施設されている電線と同じ太さのものとすることがあります。

公　称　断　面　積	許　　容　　電　　流
160平方ミリメートル	484アンペア
240平方ミリメートル	635アンペア
410平方ミリメートル	873アンペア
610平方ミリメートル	1,088アンペア

b　支持物を電柱とする場合

電線は，架空ケーブルといたします。

なお，その太さは，許容電流，電圧降下，短絡容量，機械的強度等に応じて次の中から選定いたします。

(a)　架空ケーブル（ＣＶＴ－ＳＳ）の場合

公　称　断　面　積	許　　容　　電　　流
100平方ミリメートル	275アンペア

(b)　架空ケーブル（ＨＣＶＴ－ＳＳ）の場合

公　称　断　面　積	許　　容　　電　　流
200平方ミリメートル	475アンペア

(ﾍ)　電 線 の 間 隔

電線の間隔は，技術上支障のない範囲で電線が最も経済的に施設できるよう決定いたします。

(ﾄ)　電線の地表上の高さ

電線の地表上の高さは，次によります。ただし，支持物に電柱を使用する場合には，電線の地表上の高さは，６メートルといたします。

区　分＼公称電圧	22,000ボルト	66,000ボルト	154,000ボルト
山林等で人が容易に立ち入らない地域	９メートル	９メートル	10メートル
一般的な地域	13メートル	13メートル	14メートル
建造物の過密化および高層化が進展している地域，またはそれが予想される地域	15メートル	15メートル	16メートル

(ﾁ)　耐雷設備の施設

a　公称電圧66,000ボルトおよび154,000ボルトの電線路の場合

電線路には，１条または２条の架空地線その他必要となる耐雷設備を施設いたします。この場合の架空地線の種類および太さは，アルミ被鋼線70平方ミリメートルといたします。ただし，機械的強度上，電磁誘導障害対策上必要のある場合，腐食のおそれがある場合等特別の事情がある場合には，これ以外のものを使用することがあります。

b　公称電圧22,000ボルトの電線路の場合

電線路には，避雷器，架空地線その他の技術上，経済上合理的な耐雷設備を施設いたします。

(ﾘ)　そ　の　他

a　搬送波が重畳されている電線路から他の電線路を分岐する場合は，搬送波を阻止するための装置を施設いたします。

b　支持物に電柱を使用する場合で，電線路の保守上，系統運用上必要なときには，開閉器を施設いたします。

ホ　地 中 電 線 路

(ｲ)　電線路の施設方法

電線路は，管路式または暗きょ式のうち，技術上支障のない範囲でいずれか経済的な方法により施設いたします。

(ﾛ)　ケーブルの種類および太さ

ケーブルは，許容電流，電圧降下，短絡容量，施設方法等に応じて次の中から選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格の算定方法に施

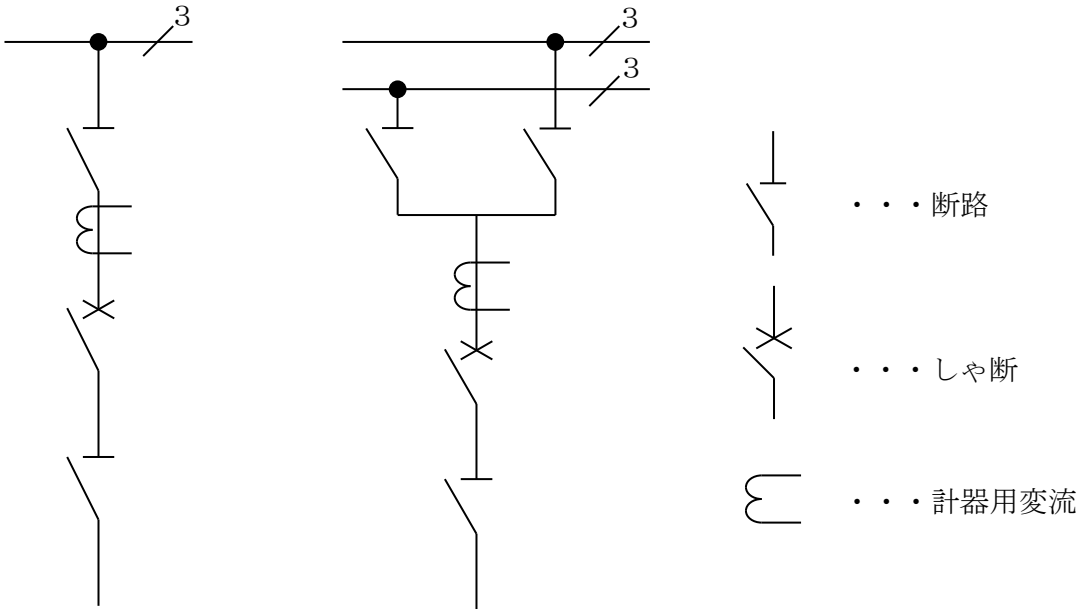
設条件を考慮して算定いたします。

公称電圧 / 条件	22,000ボルト		66,000ボルト		154,000ボルト	
種類	架橋ポリエチレンケーブル（ＣＶケーブル）		架橋ポリエチレンケーブル（ＣＶケーブル）		架橋ポリエチレンケーブル（ＣＶケーブル）	
	トリプレックス型	単心	トリプレックス型	単心	トリプレックス型	単心
線心数	3	1	3	1	3	1
公称断面積（平方ミリメートル）	60	600	80	600	200	200
	100	800	100	800	400	400
	150	1,000	150	1,000	600	600
	200	1,200	200	1,200	800	800
	250		250	1,400	1,000	1,000
	325		325	1,600		1,200
	400		400	2,000		1,400
	500		500	2,500		1,600
			600	3,000		1,800
			800	3,500		2,000
			1,000			2,500

（3） 変 電 設 備

イ 結 線 方 式

電線路の引出口設備の結線方式は，次のとおりといたします。



単母線の場合　　２重母線の場合

ロ　しゃ断器の選定

しゃ断器は，系統電圧に応じた最大負荷電流および現に構成され，または今後10年のうちに構成されることが予想されている系統について計算した短絡容量を基準として，最小のものといたします。

ハ　断路器の選定

断路器は，系統電圧に応じた最大負荷電流を基準として，最小のものといたします。

ニ　変流器の選定

変流器は，系統電圧に応じた最大負荷電流および事故電流を基準として，最小のものといたします。

ホ　配電盤に取り付ける装置

配電盤には，電流計，電力計，電圧計，しゃ断器操作用ハンドルその他運転に必要な装置を取り付けます。

ヘ　保護装置の施設

電線路には，短絡または地絡を生じた場合に自動的に電路をしゃ断するための適切な保護装置を施設いたします。

（４）　通　信　設　備

イ　電力保安通信用電話設備の施設方法

電力保安通信用電話設備は，原則として，当社が，電気を受電し，または特別高圧により電気を供給する場合に施設いたします。この場合は，架空電話線または地中電話線のうち，技術上支障のない範囲でいずれか経済的な方法によります。

(ｲ)　架空電話線の種類および施設方法

架空電話線は，伝搬距離，必要回線数等に応じたメタル通信ケーブルまたは光ファイバーケーブルとし，電柱への添架により施設いたします。

(ﾛ)　地中電話線の種類および施設方法

地中電話線は，伝搬距離，必要回線数等に応じたメタル通信ケーブルまたは光ファイバーケーブルといたします。

なお，この場合の施設方法は，(１)ホ(ｲ)または(２)ホ(ｲ)の施設方法に準ずるものといたします。

(ﾊ)　保安装置の施設

電力保安通信用電話設備には，適切な保安装置を施設いたします。

ロ　電線路保護装置用通信設備の施設

電線路保護装置用通信設備を施設する場合は，イ(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。

(５)　そ　　の　　他

この標準設計に定めのない場合は，技術基準その他の関係法令等にもとづき，技術上適当と認められる設計によります。この場合には，その設計を標準設計といたします。

14　スポットネットワーク方式の工事費の算式

70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(１)ロ(ｲ) a (c)の工事費の算定は，次の算式によります。

$$\text{工事費相当額}\times\text{工事こう長}\times\frac{1}{100}\times\frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$$

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

70（供給地点への供給設備
の工事費負担金）（1）ロ(ｲ)　×　｛100パーセント＋20パーセント×（利用回線数－１）｝
ａ（b）の工事費単価

系 統 連 系 技 術 要 件

【託送供給等約款別冊】

令和６年４月１日 実施

東京電力パワーグリッド株式会社

目　　次

Ⅰ　総則 …… 1

Ⅱ　発電者設備（低圧）

1　発電設備等の種類 …… 2
2　電気方式 …… 2
3　運転可能周波数 …… 2
4　力率 …… 3
5　高調波 …… 3
6　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
7　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 5
8　不要解列の防止 …… 5
9　保護装置の設置 …… 8
10　保護装置の設置場所 ……10
11　解列箇所 ……10
12　保護リレーの設置相数 ……10
13　接地方式 ……11
14　直流流出防止変圧器の設置 ……11
15　電圧変動対策 ……12
16　短絡容量 …… 15
17　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… 15
18　サイバーセキュリティ対策 …… 15
19　電力品質に関する対策 …… 16
20　発電機諸元 …… 17

Ⅲ　発電者設備（高圧）

1　電気方式 …… 18
2　運転可能周波数 …… 18
3　力率 …… 19
4　高調波 …… 19
5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 19

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 20
７　不要解列の防止 …… 20
８　保護装置の設置 …… 23
９　保護装置の設置場所 …… 26
１０　解列箇所 …… 26
１１　保護リレーの設置相数 …… 26
１２　自動負荷制限 …… 27
１３　線路無電圧確認装置の設置 …… 27
１４　接地方式 …… 28
１５　直流流出防止変圧器の設置 …… 28
１６　電圧変動対策 …… 29
１７　短絡容量 …… 32
１８　発電機定数・諸元 …… 32
１９　昇圧用変圧器 …… 34
２０　連絡体制 …… 35
２１　バンク逆潮流の制限 …… 36
２２　サイバーセキュリティ対策 …… 36
２３　電力品質に関する対策 …… 37

Ⅳ　発電者設備（特別高圧）

１　電気方式 …… 39
２　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 39
３　力率 …… 40
４　高調波 …… 40
５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 40
６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 41
７　不要解列の防止 …… 41
８　保護装置の設置 …… 44
９　再閉路方式 …… 50
１０　保護装置の設置場所 …… 51
１１　解列箇所 …… 51
１２　保護リレーの設置相数 …… 51
１３　自動負荷制限・発電抑制 …… 52
１４　線路無電圧確認装置の設置 …… 53

１５　発電機運転制御装置の付加 …… 54
１６　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 59
１７　直流流出防止変圧器の設置 …… 59
１８　電圧変動対策 …… 60
１９　出力変動対策 …… 62
２０　短絡・地絡電流対策 …… 63
２１　発電機定数・諸元 …… 63
２２　昇圧用変圧器 …… 67
２３　連絡体制 …… 68
２４　電気現象記録装置 …… 71
２５　サイバーセキュリティ対策 …… 71
２６　電力品質に関する対策 …… 72

Ⅴ　需要者設備（低圧）

１　力率 …… 74
２　保護装置の設置 …… 74

Ⅵ　需要者設備（高圧）

１　電気方式 …… 76
２　保護装置の設置 …… 76
３　連絡体制 …… 76
４　電力品質に関する対策 …… 76
５　サイバーセキュリティ対策 …… 81

Ⅶ　需要者設備（特別高圧）

１　電気方式 …… 82
２　保護装置の設置 …… 82
３　中性点接地装置の付加 …… 84
４　連絡体制 …… 84
５　電力品質に関する対策 …… 86
６　サイバーセキュリティ対策 …… 90

Ⅰ　総　　則

この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下，「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

なお，この要件の詳細については，電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン，別に定める「系統連系に係る設備設計について」，及びその他のルール等によります。

また，この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電者設備（低圧）

１　発電設備等の種類

逆潮流有りの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない場合でも，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出及び解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれが無い場合に限り，逆潮流有りの連系とすることができます。

２　電気方式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・三相３線式・三相４線式）と同一としていただきます。

(1)　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2)　単相３線式の系統に単相２線式200Ｖの発電設備等を連系する場合に，受電点の遮断器を開放したときなどに負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，又は発電設備等を解列する対策を行う場合

３　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとし

ていただきます。

a　連続運転可能周波数:48.5Hz を超え 50.5Hz 以下

b　運転可能周波数:47.5Hz 以上 51.5Hz 以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒）

ただし,逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによりません。

４　力率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。

５　高調波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電

設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５%，各次電流歪率３%以下としていただきます。

６　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成 24 年経済産業省令第 46 号，その後の改正を含み，以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス発電であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。

自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

７　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち10kW以上の設備には,当社の求めに応じて,当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行っていただきます。

８　不要解列の防止

(1)　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅴ　需要者設備（低圧)」に準じた対策を実施していただきます。

ａ　発電設備等の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために,発電設備等を即時に解列すること。

ｂ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ｃ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ｄ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ｅ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

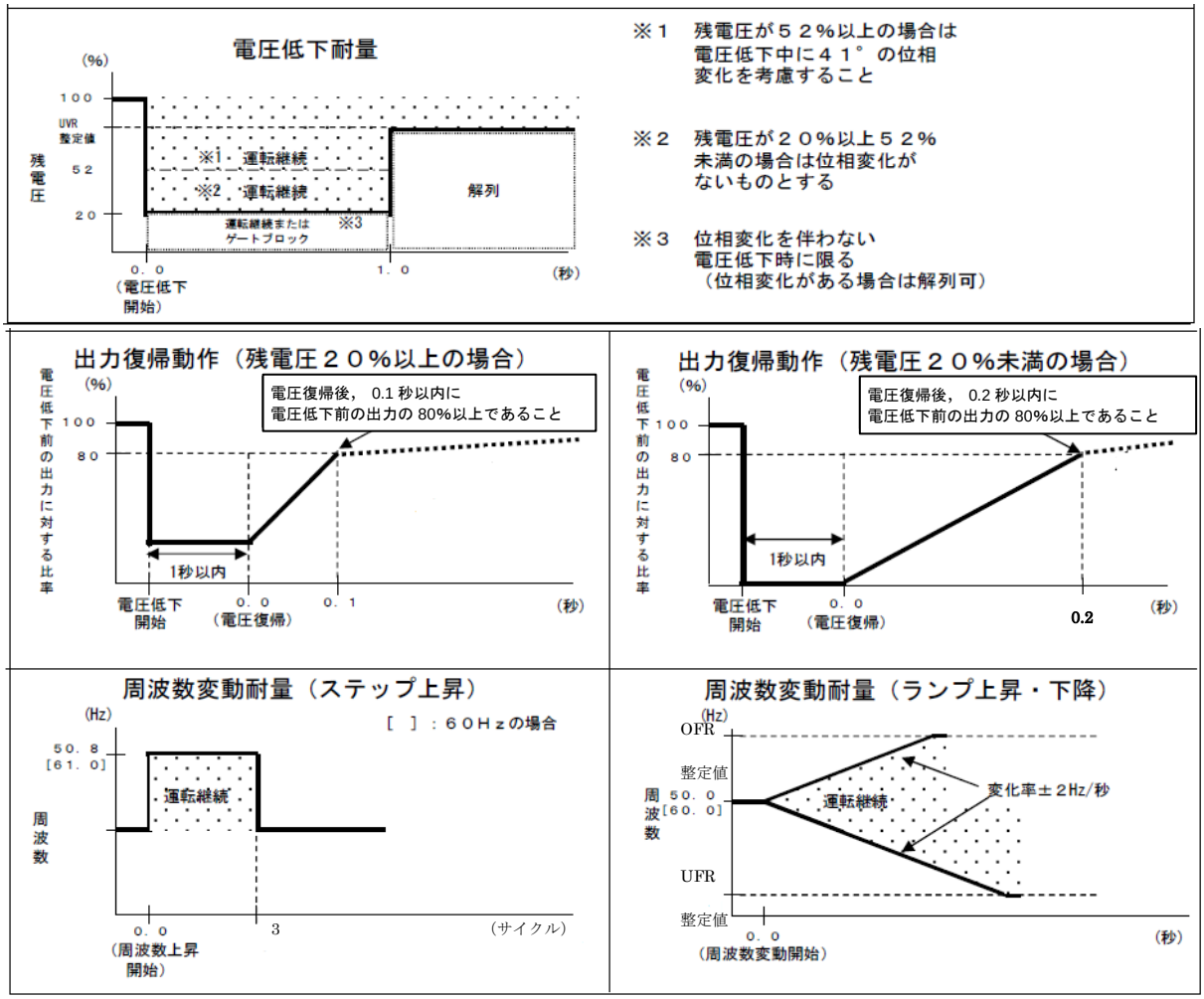
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる FRT 要件を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次の通りです。

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	風力		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	蓄電池		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	燃料電池※		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	ガス	単機出力 2kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続

	エンジン	単機出力2kW以上10kW未満※	・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	複数直流入力システム	太陽光+蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また,負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また,負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
		燃料電池+蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ+蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く。

FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



９　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

a　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

b　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限を

もって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

a　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備等を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備等の故障対策用不足電圧リレー，又は過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用できる。

b　誘導発電機，二次励磁発電機又は逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3)　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4)　構内設備故障対策

発電設備等構内の短絡故障及び地絡故障保護用として，過電流保護機能付き漏電遮断器を設置していただきます。

(5)　単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレー及び次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

a　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

b　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

c　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

１０　保護装置の設置場所

保護リレーは,受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

１１　解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　機械的な解列箇所２箇所

(2)　機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3)　発電設備等連絡用遮断器

１２　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式及び三相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧

線間とすること。

(2)　不足電圧リレー及び短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

(3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレー及び逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式及び三相３線式について１相に設置すること。

(4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。

ａ　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間，三相３線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできる。

ｂ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式及び三相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

１３　接地方式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

１４　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

１５　電圧変動対策

(1)　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100V に対しては 101±6Ｖ，標準電圧 200V に対しては 202±20Ｖ）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能又は出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行っていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行います。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

a　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

b　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

c　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

d　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

e　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行うこと。

f　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。

(3)　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

a　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「SVC」といい

ます。)などの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

b　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には,配電線の増強などを行うか,専用線による連系とする。

c　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合など）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置などの対策を行うこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じていただきます。なお,ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別に協議させていただきます。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45　Ｖ以下（当該設

備のみの場合は，0.23 Ｖ以下）に維持する。

１６　短絡容量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

１７　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相３線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等及び負荷設備等の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

１８　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名及び一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。

１９　電力品質に関する対策

(1)　高周波障害対策

高周波電磁障害及び伝導障害が発生しないよう，対策を行っていただきます。

２０　発電機諸元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

Ⅲ　発電者設備（高圧）

１　電気方式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

２　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

a　連続運転可能周波数:48.5Hz を超え 50.5Hz 以下

b　運転可能周波数:47.5Hz 以上 51.5Hz 以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒）

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによりません。

３　力率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。

４　高調波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５%，各次電流歪率３%以下としていただきます。

また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「VI需要者設備（高圧）」に準じた対策を実施していただきます。なお，この場合，表 2（高調波流出電流の上限値）の契約電力は，原則として，負荷設備の容量と読み替えます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施してい

ただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。

自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行っていただきます。

７　不要解列の防止

(1)　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適

正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅵ　需要者設備（高圧)」に準じた対策を実施していただきます。

a　発電設備等の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

b　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

c　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

d　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

e　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

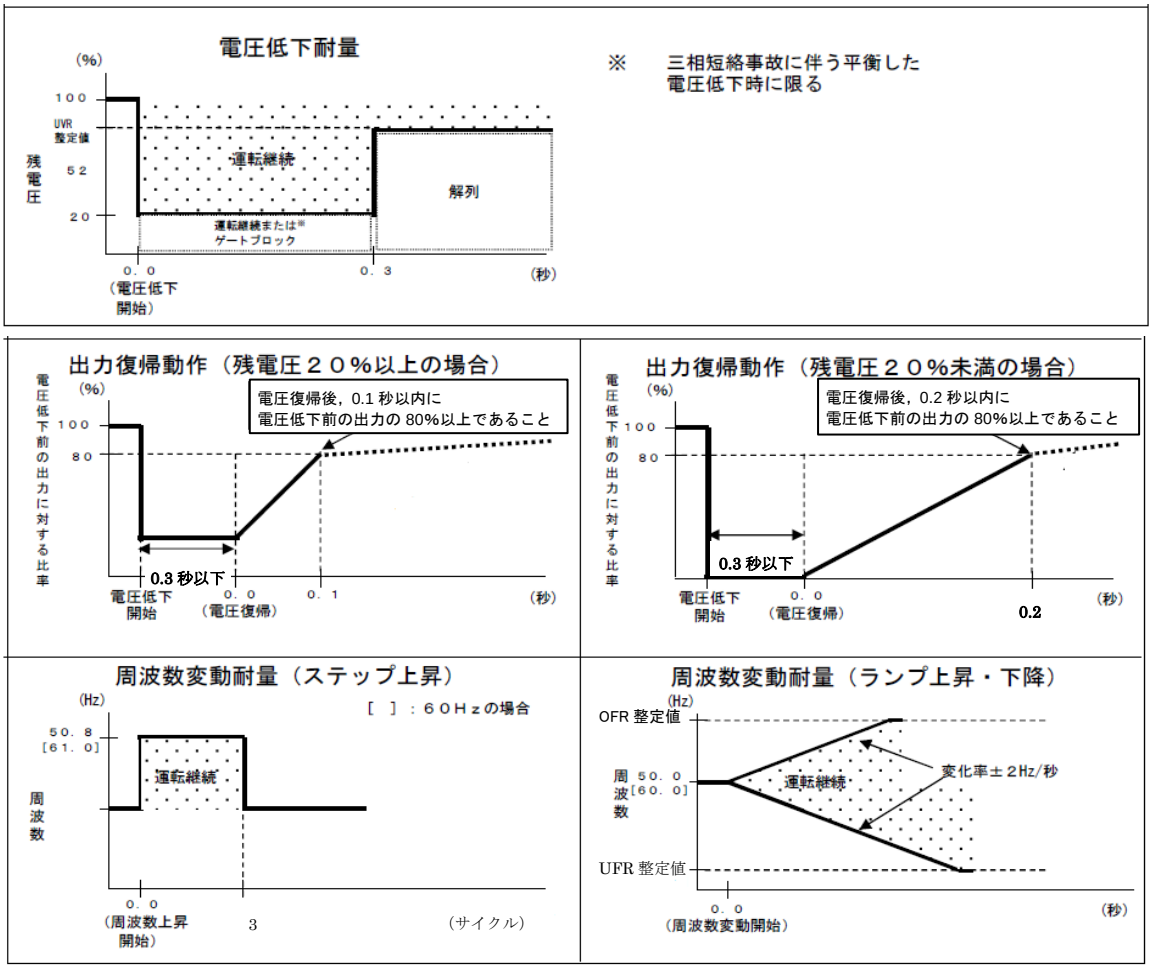
(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるFRT要件を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次の通りです。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧 20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20%未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）</td><td>残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）</td><td>50Hz 系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）51.5Hz
（周波数下限）47.5Hz</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）51.5Hz
（周波数下限）47.5Hz</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）51.5Hz
（周波数下限）47.5Hz</td></tr>
<tr><td>燃料電池※</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）51.5Hz
（周波数下限）47.5Hz</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）51.5Hz
（周波数下限）47.5Hz</td></tr>
</table>

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く。

FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



８　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

a　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

b　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限を

もって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

a　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備等を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

b　誘導発電機，二次励磁発電機及び逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3)　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものとします。

a　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合

b　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

c　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が 10kW 以下の場合

(4)　逆潮流が有る場合の単独運転防止対策

逆潮流が有る場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧

リレー及び不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できるものとします。

ａ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ｂ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ｃ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

(5)　逆潮流が無い場合の単独運転防止対策

逆潮流が無い場合，単独運転防止のため，逆電力リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略できるものとします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式及び能動的方式それぞれ１方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

９　保護装置の設置場所

保護リレーは,受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

１０　解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用遮断器

(2)　発電設備等出力端遮断器又はこれと同等の機能を有する装置

(3)　発電設備等連絡用遮断器

(4)　母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

１１　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

(2)　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレーは，１相設置とすること。

(3)　短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる２相設置とすることができる。

(4)　不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができる。

(5)　不足電力リレーは，２相設置とすること。

１２　自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。

１３　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

(2)　転送遮断装置及び単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(3)　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(4)　単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置及び整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器及び制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができる。

ａ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができる。

ｂ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

ｃ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

１４　接地方式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

１５　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略するこ

とができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

１６　電圧変動対策

(1)　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100V に対しては 101±6Ｖ，標準電圧 200V に対しては 202±20Ｖ）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行っていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行うなどの対策を行います。

a　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。

b　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。

なお，自動的に電圧を調整する対策等とは，発電設備等の進相運転，力率

改善用コンデンサの制御，パワーコンディショナー（PCS）の力率一定制御あるいはSVCなどによる対策であること。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

a　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

b　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

c　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行うこと。

d　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

e　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

f　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。

g　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。

(3)　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

a　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

b　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

c　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の

系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じていただきます。なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別に協議させていただきます。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45Ｖ以下（当該設備のみの場合は，0.23Ｖ以下）に維持する。

１７　短絡容量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

１８　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定

させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック

電源種	設備	諸元
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

１９　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

２０　連絡体制

(1)　発電者の構内事故及び系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生する恐れがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。

ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

a　専用保安通信用電話設備

b　電気通信事業者の専用回線

c　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(a)　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(b)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(c)　停電時においても通話可能なものであること。

(d)　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が

取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2)　当社が系統運用上必要な情報を収集するため，テレメータ装置を設置していただきます。なお，当社が系統運用上必要な情報とは，以下のとおりとなります。

ａ　情報種別：テレメータ

ｂ　情報内容：受電地点の有効電力，受電地点の電力量

２１　バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面及び保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電設備等設置者で発電・放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面及び保護協調面で問題が生じないよう対策を行う場合はこの限りではありません。

２２　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対

策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

２３　電力品質に関する対策

発電者の発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が発生すると，電圧管理面や保護協調面で問題が生ずるおそれがあることから，発電者側で発電・放電出力を抑制するなどの措置をしていただきます。ただし，電圧管理面や保護協調面で問題が生じないような対策が可能な場合はこの限りではございません。

(1)　高周波障害対策

逆変換装置を用いた発電設備等を連系する場合には，高周波電磁障害及び伝導障害が発生しないよう，対策を行っていただきます。

(2)　その他

負荷設備を有する発電者は，「Ⅵ　需要者設備（高圧）」に準じた対策を

実施していただきます。

Ⅳ　発電者設備（特別高圧）

１　電気方式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

２　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1)　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：48.5Hz を超え 50.5Hz 以下

運転可能周波数　　：47.5Hz 以上 51.5Hz 以下

周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では１分程度以上とすること。

周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを 47.5Hz，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。（協調が取れる範囲の最大値：２秒以上）

(2)　並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数+0.1Hz 以下（設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0Hz）とします。ただし，離

島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

３　力率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率 90%～進み力率 95%としていただきます。

逆潮流が無い場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

４　高調波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルター類を含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５%，各次電流歪率３%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「Ⅶ需要者設備（特別高圧)」に準じた対策を実施していただきます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機

能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行っていただきます。

７　不要解列の防止

(1)　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保などを行うために，次の考え方に基

づき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅶ　需要者設備（特別高圧）」に準じた対策を実施していただきます。

a　発電設備等の異常及び故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

b　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。

c　上位系統事故，連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

d　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

e　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

f　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行うこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に

大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（以下,「FRT 要件」といいます。）を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次のとおりです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下(運転継続)	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止

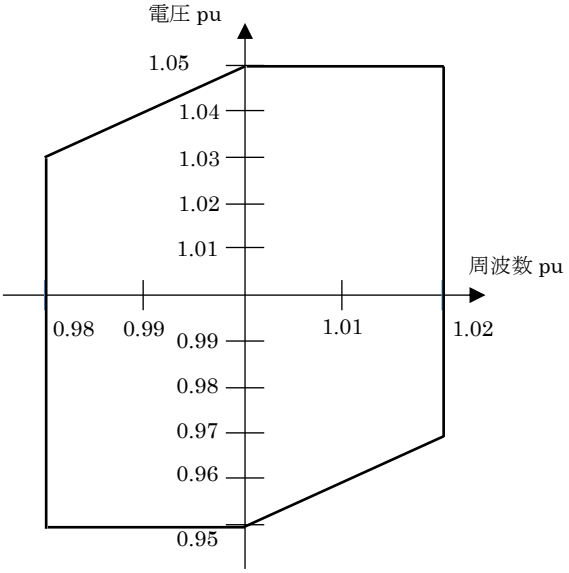
作業停止や需要増加などに伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障

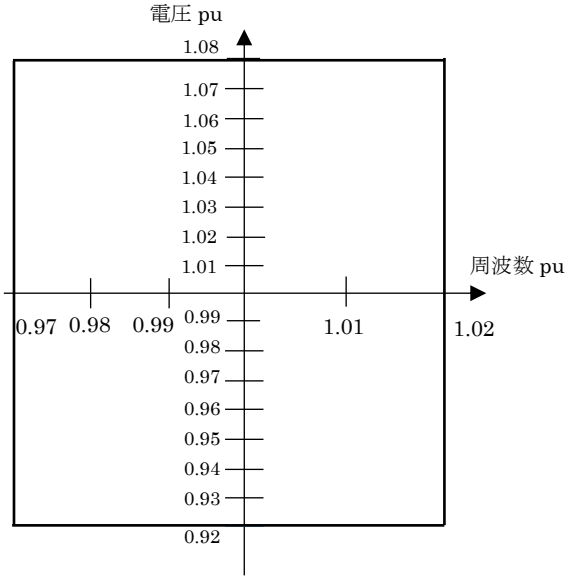
が無い範囲で運転を継続していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし，周波数変動範囲に対しては，「Ⅳ－２運転可能周波数・並列時許容周波数（１）運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。

８　保護装置の設置

発電者の発電設備等故障時，発電者の連系設備事故時の系統保護または系統事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。また，受電電圧が 22kV で，当社変電所において逆潮流が生じる場合は，系統運用や保護協調上（単独運転防止を含む。）の支障を及ぼさないような対策を実施させていただきます。

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレー及び不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

(2)　系統側事故対策

a　短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(a)　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

(b)　誘導発電機，二次励磁発電機又は逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置していただきます。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。

連系する系統の保護方式に応じ，主保護として，当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレー，環線系統保

護リレー）を採用していただきます。この場合，電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレーについては，発電者側で設置していただきますが，環線系統保護リレーについては，当社で設置させていただきます。

なお，電流差動リレー，方向比較リレーについては，当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。

また，電流差動リレー，方向比較リレー及び環線保護リレーの後備保護として，短絡方向距離リレー（または短絡方向リレー）を設置していただきます。

b　地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため，発電設備等の種類に関わらず，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。

イ　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事

故を検出できる場合

ロ　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

ハ　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置すること。

連系する系統と同じ方式の保護リレーが必要な場合は次のとおりとなります。

(a)　受電電圧 154kV 以下の場合（中性点直接接地方式以外）

連系する系統の保護方式に応じ，主保護として，当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレー，環線系統保護リレー）を採用していただきます。この場合，電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレーについては，発電者側で設置していただきますが，環線系統保護リレーについては，当社で設置させていただきます。

なお，電流差動リレー，方向比較リレーについては，当社が採用する

リレーと同じ仕様で設置していただきます。

また，電流差動リレー，方向比較リレー及び環線保護リレーの後備保護として，地絡方向リレー（または地絡過電圧リレー）を設置していただきます。

(b)　受電電圧 275kV 以上の場合（中性点直接接地方式）

連系する系統の保護方式に応じ，主保護として，当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー，方向比較リレー）を当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。また，後備保護として，地絡方向距離リレーを設置していただきます。

c　系列数

154kV 以下の系統へ連系する場合，系統保護リレーを１系列設置していただきます。

ただし，主保護リレー不動作時に，後備保護リレーにより電源が喪失すると系統に大きな影響を及ぼすおそれがある場合は，主保護リレーを２系列設置していただくことがあります。

275kV 以上の系統へ連系する場合は，主保護として電流差動リレーを２系列設置していただきます。後備保護として短絡方向距離リレーと地絡方向距離リレーを２系列設置していただきます。

(3)　単独運転防止対策

a　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リ

レー及び周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお，必要により周波数上昇リレー及び周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧及び位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ｂ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

(4)　事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

(5)　構内設備事故対策

構内設備事故対策として「Ⅶ　需要者設備（特別高圧)」に準じた対策を実施していただきます。

(6)　事故除去時間

中性点直接接地系統においては,同期安定度確保,瞬時電圧低下の影響,電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下の通りとしていただきます。

遮断器：2 サイクル以内

保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2 サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

９　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は,連系送電線の再閉路方式と協調を図り,必要な設備を設置していただきます。

当社の送電線で採用している標準の再閉路方式は，以下の通りです。

(1)　22kV,66kV 送電線　三相再閉路方式　（低速）

(2)　154kV 送電線　三相再閉路方式（一部単相再閉路方式）　（中速）

(3)　275kV 以上送電線　多相,三相あるいは単相再閉路方式　（高速）

なお,再閉路方式の運用にあたっては,発電設備の回転軸強度等に支障が無

いようにしていただきます。

１０　保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

１１　解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用遮断器

(2)　発電設備等出力端遮断器

(3)　発電設備等連絡用遮断器

(4)　母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

１２　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー及び

地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

(2)　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレーは１相設置とすること。

(3)　不足電力リレーは２相設置とすること。

(4)　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー及び地絡方向距離リレーは３相設置とすること。

１３　自動負荷制限・発電抑制

(1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。

また，系統事故等により他の送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含む）を行っていただくことがあります。

なお，この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。

(2)　あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台，その他の電力設

備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

１４　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。なお，この場合はその費用を発電者側に負担していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1)　逆潮流が無い場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器及び制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているとき。ただし，次のいずれかにより簡素化を図ることができる。

a　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。

b　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

c　計器用変圧器は，不足電力リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

(2)　受電電圧が 22kV で系統運用や保護協調上の支障を及ぼすおそれのある系統に連系する場合であって，２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含む。）を設置し，それぞれが別の遮断器により発電設備等を解列する場合など，条件によっては線路無電圧確認装置の設置は不要となります。

１５　発電機運転制御装置の付加

(1)　系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。

a　超速応励磁制御方式

(a)　受電電圧が 275kV 以上の発電者の発電機には，超速応励磁制御方式を採用していただきます。

(b)　受電電圧が 154kV 以下の発電者の発電機でも，必要により，超速応

励磁制御方式を採用していただく場合があります。

b　系統安定化装置（PSS）

(a)　超速応励磁制御方式など，応答速度の速い励磁方式（励磁系電圧応答時間が 0.1 秒以下の励磁方式）を採用する発電機には，系統安定化装置（PSS）を設置していただきます。

(b)　上記 a 以外の励磁制御方式を採用する発電機でも，当該発電機の安定運転上あるいは連系する系統の安定度上必要な場合は，PSS を設置していただくことがあります。

(c)　連系する系統の広域的な安定度上必要な場合は，複数入力 PSS を設置していただくことがあります。

（なお，PSS とは，電力系統の事故等によって生じる発電機の出力動揺を速やかに収斂させるため，端子電圧を制御する装置で，Power System Stabilizer のことです。）

c　励磁系頂上電圧

必要により，励磁系頂上電圧を指定させていただく場合があります。

(2)　周波数調整のための機能

火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除く）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

a　ガバナフリー運転

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を

変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

b　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からの LFC 信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

c　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2Hz を超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

d　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

e　出力低下防止機能

100MW 以上の火力発電設備は，周波数 49.0Hz までは発電機出力を低下しない，周波数 49.0Hz 以下については，1Hz 低下するごとに 5%以内の出力低下に抑える，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりです。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行うことがあります。

	発電機定格出力	100MW以上	
		GT 及び GTCC	その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備※6

機能・仕様等	GF 調定率	５%以下	５%以下
	GF 幅※1	５%以上 （定格出力基準）	３%以上 （定格出力基準）
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始， 10 秒以内に GF 幅の出力変化完了※7	
	LFC 幅	±５%以上 （定格出力基準）	±５%以上 （定格出力基準）
	LFC 変化速度※2	５%/分以上 （定格出力基準）	１%/分以上 （定格出力基準）
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※7	60 秒以内に出力変化開始※7
	EDC 変化速度※2	５%/分以上 （定格出力基準）	１%/分以上 （定格出力基準）
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※7	60 秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC 変化速度	10%/分以上 （定格出力基準）	１%/分以上 （定格出力基準）
	最低出力※3※4 （定格出力基準）	50%以下 DSS 機能具備※5	30%以下

※1　ガスタービン及びガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GT 及び GTCC）については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５%以上，その他の発電機については定格出力の３%以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。

※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。

※3　気化ガス(BOG)処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。

※4　EDC・LFC 指令で制御可能な最低出力。

※5　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで８時間以内で可能な

こと。

※6　地域資源バイオマス発電設備を除く。

※7　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC 指令値，EDC・LFC 運転指令）を受信する機能及び，必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力[GT 及び GTCC のみ。]，EDC・LFC 使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

(3)　早期再並列のための機能

定格出力の合計が 400MW 以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4)　電圧調整のための機能

(a)　275kV 以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

(b)　受電電圧が 154kV 以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記(a)と同じ機能を具備していただくことがあります。

(c)　受電電圧が 500kV 以上の発電者の発電機には，送電電圧制御励磁装置（PSVR）もしくはこれに準ずる装置を設置していただきます。受電電圧が 275kV 以下の発電者の発電機でも，系統電圧を適正に維持するために必要

な場合は，PSVR もしくはこれに準ずる装置を設置していただくことがあります。

（なお，PSVR とは，昇圧用変圧器の高圧側電圧を一定値に制御する装置で，Power System Voltage Regulator のことです。）

１６　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策及び地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

(1)　154kV 以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2)　275kV 以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

１７　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力で直流を検出し，交流出力側を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

１８　電圧変動対策

(1)　常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１～２%以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２%を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

a　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

b　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

c　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧

が常時電圧から±２%程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。

d　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

e　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２%を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。

f　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。

(a)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(b)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置すること。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。

(3)　その他

a　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

b　22kV 系統（公称電圧。以下同様とします。）については，高圧または低圧の需要者等に配電塔や柱上変圧器等を介して供給しうる系統であることから，受電地点における電圧変動が(1)，(2)　及び(3) a で示す値以内であっても，発電設備等からの逆潮流や発電設備等の脱落等により，他の低圧の需要者等の電圧が適正値（101±6V，202±20V）を逸脱するおそれがあります。このような場合には，自動的に電圧を調整する対策や自家消費の負荷を制限する対策を実施していただきます。

１９　出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1)　風力発電設備の場合

a　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10%以下となるよう対策を行うこと。

なお，ウィンドファームコントローラーを有しない小規模発電所につい

ては，対策を別途協議する。

b　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行うこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行うこと。

c　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，２～５％の範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.2Hz 以下とする。

２０　短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が当社や他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

２１　発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等は，次のとおりです。

発電機定数	標準的な値（火力機）
直軸過渡リアクタンス（Xd´）	0.2～0.3[pu]※
直軸同期リアクタンス（Xd）	1.5～1.8[pu]※
直軸開路過渡時定数（Tdo´）	4.0～8.0[pu]
単位慣性定数（M＝2H）	6.0～9.0[MW・SEC/MVA]

※発電機定格容量ベース

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数

電源種	設備	諸元
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）

電源種	設備	諸元
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

２２　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調などの面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）などを指定させていただく場合があります。

(1)　定格電圧，タップ電圧

当社の標準的な定格電圧及びタップ電圧は，次のとおりです。

定格一次電圧		発電機定格電圧の 97.5%
二次電圧	22kV 系統	22kV
	66kV 系統（4 タップ）	64.5kV，66kV，67.5kV，69kV
	154kV 系統（4 タップ）	150.5kV，154kV，157.5kV，161kV
	275kV 系統（4 タップ）	275kV，281.25kV，287.5kV，293.75kV

(2)　定格容量

発電機の定格力率に対応した昇圧用変圧器の定格容量の設定が必要です。

(3)　インピーダンス電圧値

連系系統，受電電圧によっては，発電機の安定運転対策や短絡電流抑制対策，送電線保護リレー協調等の面から，インピーダンス電圧値を指定させていただくことがあります。

なお，当社の標準的な昇圧用変圧器のインピーダンス電圧値は，次のとおりです。

受電電圧	インピーダンス電圧値
22kV※1	5.5　[%]
66kV※1	7.5　[%]

154kV※2	11.0　[%]
275kV※2	14.0　[%]

※1 10MVA ベース，※2　変圧器定格容量ベース

２３　連絡体制

(1)　発電者の構内事故及び系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社給電所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社給電所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。

なお，受電電圧が 275kV 以上または発電機が大容量機（概ね定格出力 100MW 以上）の場合は，別ルートによる２回線となります。

専用保安通信用電話設備は当社にて設置させていただきます。ただし，伝送路として電気通信事業者の専用回線を使用する場合は，発電者側で設置していただきます。

保安通信用電話設備は，22kV の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

a　専用保安通信用電話設備

b　電気通信事業者の専用回線電話

c　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話又は携帯電話

(a)　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換

機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(b)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(c)　停電時においても通話可能なものであること。

(d)　災害時等において当社の給電所等と連絡が取れない場合には，当社の給電所等との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列又は運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社給電所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

発電者設備	情報種別	情報内容
受電電圧が22kVの場合	スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
		発電機並列用遮断器の開閉状態※4
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		発電機並列用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態
		線路側断路器の操作機能ロック状態
	テレメータ	受電地点の有効電力
		受電地点の電力量
		代表風車地点の風向・風速※1（風力発電設備の場合）
		発電最大能力値※2（風力発電設備の場合）
受電電圧が66kV以上の場合	スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
		発電機並列用遮断器の開閉状態※4
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		発電機並列用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態
		線路側断路器の操作機能ロック状態
		ケーブル事故区間検出装置の動作表示※3
		電圧・無効電力の制御モード
	テレメータ	各発電機の有効電力と無効電力(受電電圧275kV以上または定格出力が概ね100MW以上の場合)
		連系する母線の電圧(受電電圧275kV以上または定格出 力が概ね100MW以上の場合)
		受電地点の有効電力と無効電力
		受電地点の電力量
		代表風車地点の風向・風速※1（風力発電設備の場合）
		発電最大能力値※2（風力発電設備の場合）

※1　ナセルで計測する風向・風速

※2　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

※3　ケーブル事故区間検出装置の動作表示は，受電保護リレーの保護範囲より当社系統側に構内ケーブルを施設する場合に限る。

※4　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。

２４　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力などの計測値を連続的に記録し，当社給電所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。

２５　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常

動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

２６　電力品質に関する対策

(1)　高周波障害対策

逆変換装置を用いた発電設備等を連系する場合には，高周波電磁障害及び伝導障害が発生しないよう，対策を行っていただきます。

(2)　力率の保持

a　受電地点の力率（無効電力）については，原則として，次のとおりといたします。

(a)　受電地点の電圧を基準にして，

イ　昼間帯は無効電力を系統側に供給（進み力率）

ロ　夜間帯は力率100%または無効電力を系統側より吸収

受電地点の力率（無効電力）は，発電設備等または調相設備にて適正に維持できるように調整していただきます。

なお，電力用コンデンサを設置する場合には，夜間・休祭日等の軽負荷時に受電地点の力率が進み力率とならないよう電力用コンデンサを開閉できる装置を設置していただきます。

(b)　受電電圧が 22kV の場合，他の低圧の需要者等の電圧が適正値（101±6V，202±20V）を逸脱するおそれがあるときには，調相設備や発電設備等の無効電力制御による電圧上昇抑制対策について協議させていただきます。

b　構内に発電設備等と負荷設備（発電機用所内電源を除く。）を有する発電者は，連系する系統の電圧を適正に維持するために，協議のうえ，調相設備を設置していただくことがあります。

(3)　系統周波数異常防止対策

系統事故等により周波数の異常上昇及び低下が懸念される場合は，同一系統内の電源と協調をとった自動解列装置を設置していただくことがあります。

(4)　その他

負荷設備を有する発電者は，「Ⅶ　需要者設備（特別高圧)」に準じた対策を実施していただきます。

Ⅴ　需要者設備（低圧）

１　力率

(1)　需要者は，需要場所において，電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は，原則として，90%以上，その他の機器を使用する供給地点については 85%以上に保持していただきます。

(2)　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表 12 （進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

２　保護装置の設置

需要者の電気の使用にあたり，次のような場合で，他の需要者等の電気の使用もしくは当社および需用者等の電気工作物に支障をきたすおそれのあるときには，協議のうえ，あらかじめ必要な調整装置または保護装置を施設していただきます。

a　各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

b　電圧または周波数が著しく変動する場合

c　波形に著しいひずみを生じる場合

ｄ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ｅ　その他ａ，ｂ，ｃまたはｄに準ずる場合

Ⅵ　需要者設備（高圧）

１　電気方式

電気方式は連系する系統と同一としていただきます。

２　保護装置の設置

短絡故障保護用として過電流リレーを，地絡故障保護用として地絡リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合には，地絡方向リレーを設置していただくことがあります。

３　連絡体制

当社が系統運用上必要な情報を収集するため，給電情報伝送装置として，テレメータ装置を設置させていただきます。

なお，当社が系統運用上必要な情報とは，以下のとおりとなります。

a　情報種別：テレメータ

b　情報内容：供給地点の有効電力，供給地点の電力量

４　電力品質に関する対策

(1)　高調波抑制対策

a　対象となる需要者

(a)　高調波を発生する機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）

について， 50kVA を超える需要者（以下「特定需要者」といいます。）が高調波抑制対策の対象となります。（表 1 参照）

(b)　前記(a)の等価容量を算出する場合には，対象となる高調波発生機器は，「日本産業規格 JIS C61000-3-2（限度値－高調波電流発生限度値〔1 相当たりの入力電流が 20A 以下の機器〕）」の適用対象となる機器以外の機器といたします。

b　高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施することといたします。

(a)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

(b)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

(c)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

(d)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

c　高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表 2 に示す需要者の契約電力 1kW あたりの高調波流出電流の上限値に，原則として，該当特定需要者の契約電力（kW を単位と

する。）を乗じた値といたします。

ｄ　高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は，前記ｂの高調波流出電流が，前記ｃの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう対策していただきます。

表１　換算係数

回路分類	回路種別		換算係数 Ki※1	主な利用例
1	三相ブリッジ	6パルス変換装置	K11＝1	・直流電鉄変電所 ・電気化学 ・その他一般
		12パルス変換装置	K12＝0.5	
		24パルス変換装置	K1＝0.25	
2	単相ブリッジ	直流電流平滑	K21＝1.3	・交流式電気鉄道車両
		混合ブリッジ	K2＝0.65	
		均一ブリッジ	K23＝0.7	
3	三相ブリッジ （コンデンサ平滑）	リアクトルなし	K31＝3.4	・汎用インバータ ・エレベータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり（交流側）	K32＝1.8	
		リアクトルあり（直流側）	K33＝1.8	
		リアクトルあり（交・直流側）	K34＝1.4	
4	単相ブリッジ （コンデンサ平滑）	リアクトルなし	K41＝2.3	・汎用インバータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり（交流側）	K4＝0.35	
5	自励三相ブリッジ （電圧型 PWM※2制御） （電流型 PWM 制御）	—	K5＝0	・無停電電源装置 ・通信用電源装置 ・エレベータ ・系統連系用分散電源
6	自励単相ブリッジ （電圧型 PWM 制御）	—	K6＝0	・通信用電源装置 ・交流式電気鉄道車両 ・系統連系用分散電源
7	交流電力調整装置	抵抗負荷	K71＝1.6	・無効電力調整装置 ・大型照明装置 ・加熱器
		リアクタンス負荷 （交流アーク炉用を除く。）	K72＝0.3	
8	サイクロコンバータ	6パルス変換装置相当	K81＝1	・電動機（圧延用，セメント用，交流式電気鉄道車両用）
		12パルス変換装置相当	K82＝0.5	
9	交流アーク炉	単独運転	K9＝0.2	・製鋼用
10	その他		K10:申告値	

※1　Ki＝変換回路種別毎の $\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$ ／ 6パルス変換装置の $\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$

（n：高調波の次数，%In：n次の高調波電流の基本波電流に対する比率）

※2　PWM：Pulse Width Modulation

表2　契約電力1kWあたりの高調波流出電流上限値（単位：mA/kW）

5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

(2)　力率の保持

力率改善のために電力用コンデンサを設置する場合には，夜間・休祭日等の軽負荷時に進み力率とならないよう，電力用コンデンサを開閉できる装置を設置していただきます。また，系統運用上必要な場合には，電力用コンデンサの開放を当社から需要者にお願いすることがあります。

(3)　電圧変動対策

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。なお，上記理由に関わらず，他者の電気の使用に影響を及ぼす，もしくは影響を及ぼすおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

(4)　その他

需要者の電気の使用にあたり，次のような場合で，他の需要者等の電気の使用もしくは当社および需要者等の電気工作物に支障をきたすおそれのあるときには，協議のうえ，あらかじめ必要な調整装置または保護装置を施設

していただきます。

a　各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

b　電圧または周波数が著しく変動する場合

c　波形に著しいひずみを生じる場合

d　著しく高周波を発生する場合

５　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは,「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

Ⅶ　需要者設備（特別高圧）

１　電気方式

電気方式は連系する系統と同一としていただきます。

２　保護装置の設置

(1)　連系設備事故時の系統保護

連系設備事故時の系統保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。

a　短絡保護

(a)　供給電圧 154kV 以下の場合

過電流保護方式を適用し，各相（三相）に高整定用および低整定用の過電流リレー（高速度リレー＋限時リレー）を併用設置していただくか，瞬時要素付過電流リレーを設置していただきます。

なお，必要により連系設備事故時に高速に連系用しゃ断器をしゃ断できる母線保護リレー装置を設置していただくことがあります。また，後備保護動作時に停電範囲を局限化するため，母線分離リレー装置を設置していただくことがあります。

(b)　供給電圧 275kV 以上の場合

連系設備事故時に高速に連系用しゃ断器をしゃ断できる保護装置（母線保護リレー装置等）を設置していただきます。また，後備保護動作時に停電範囲を局限化するための保護装置（母線分離リレー装置等）を設置し

ていただきます。

b　地絡保護

(a)　供給電圧 154kV 以下の場合

地絡過電流リレー（高速度リレー＋限時リレー）を設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合には，地絡方向リレーを設置していただくことがあります。

なお，必要により，連系設備事故時に高速に連系用しゃ断器をしゃ断できる母線保護リレー装置を設置していただくことがあります。また，後備保護動作時に停電範囲を局限化するため，母線分離リレー装置を設置していただくことがあります。

(b)　供給電圧 275kV 以上の場合

連系設備事故時に高速に連系用しゃ断器をしゃ断できる保護装置（母線保護リレー装置等）を設置していただきます。また，後備保護動作時に停電範囲を局限化するための保護装置（母線分離リレー装置等）を設置していただきます。

c　系列数

154kV 以下の系統へ連系する場合，構内保護リレーを１系列設置していただきます。ただし，154kV 系統への連系で主保護リレー不動作時に，後備保護リレーにより電源が喪失すると系統に大きな影響を及ぼすおそれがある場合は，連系設備事故時に高速に連系用しゃ断器をしゃ断できる保護装置（母線保護リレー装置等）を２系列設置していただきます。

また，後備保護動作時に停電範囲を局限化するための保護装置（母線分離リレー装置等）を１系列設置していただきます。

275kV 以上の系統へ連系する場合は，連系設備事故時に高速に連系用しゃ断器をしゃ断できる保護装置（母線保護リレー装置等）を２系列，後備保護動作時に停電範囲を局限化するための保護装置（母線分離リレー装置等）を１系列設置していただきます。

(2)　特別高圧用変圧器保護

変圧器保護リレーが動作した場合は，その変圧器に故障電流を供給するすべての回路がしゃ断される設備としていただきます。

標準的には，比率差動リレーおよび過電流リレー（高速度リレー＋限時リレー）を設置していただきます。

なお，供給電圧 275kV 以上の変圧器に対しては，後備保護を目的としたリレー装置を設置していただきます。

３　中性点接地装置の付加

供給電圧が 154kV 以下の場合は，必要により，変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置していただきます。また，供給電圧が 275kV 以上の場合は，変圧器の中性点を直接接地していただきます。

４　連絡体制

(1)　保安通信用電話

需要者と当社給電所との供給設備操作等の連絡用として，需要者構内にａ，

ｂいずれかの保安通信用電話設備の設置が必要になります。

なお，供給電圧が 275kV 以上の場合は，別ルートによる２回線となります。

ａ　専用保安通信用電話設備を当社にて設置させていただきます。ただし，伝送路として電気通信事業者の専用回線を使用する場合は，需要者側で設置していただきます。

ｂ　電気通信事業者の専用電話回線を需要者側で設置していただきます。

また，供給電圧が 22kV の場合，条件によっては，一般加入電話または携帯電話等を設置していただくことが可能となります。

(2)　給電情報伝送装置

当社が系統運用上必要な情報収集するため，スーパービジョン，テレメータ装置を設置させていただきます。

なお，当社が系統運用上必要な情報とは，原則として次のとおりとなります。

需要者設備	情報種別	情報内容
供給電圧が22kVの場合	スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態
		線路側断路器の操作機能ロック状態
	テレメータ	供給地点の有効電力
		供給地点の電力量
供給電圧が66kV以上の場合	スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態
		線路側断路器の操作機能ロック状態
		ケーブル事故区間検出装置の動作表示※1
	テレメータ	供給地点の有効電力と無効電力
		供給地点の電力量

※1　ケーブル事故区間検出装置の動作表示は，受電保護リレーの保護範囲より当社系統側に構内ケーブルを施設する場合に限る。

５　電力品質に関する対策

(1)　高調波抑制対策

a　対象となる需要者

(a)　高調波を発生する機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）について，次に該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）が高調波抑制対策の対象となります。（表３参照）

イ　供給電圧が 22kV の需要者であって，等価容量の合計が 300kVA を超える場合

ロ　供給電圧が 66kV 以上の需要者であって，等価容量の合計が 2,000kVA を超える場合

(b)　前記(a)の等価容量を算出する場合には，対象となる高調波発生機器は，「日本産業規格 JIS C61000-3-2（限度値－高調波電流発生限度値〔１相当たりの入力電流が 20A 以下の機器〕）」の適用対象となる機器以外の機器といたします。

b　高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施することといたします。

(a)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

(b)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

(c)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

(d)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

c　高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表 4 に示す需要者の契約電力１kW あたりの高調波流

出電流の上限値に，原則として，該当特定需要者の契約電力（kW を単位とする。）を乗じた値といたします。

ｄ　高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は，前記ｂの高調波流出電流が，前記ｃの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう対策していただきます。

(2)　力率の保持

力率改善のために電力用コンデンサを設置する場合は，以下の点を配慮していただきます。

夜間および休祭日等の軽負荷時には，進み力率とならないよう電力用コンデンサを自動的に開放する装置を設置していただくことがあります。

また，系統運用上必要な場合は，電力用コンデンサの開放を当社から需要者にお願いすることがあります。

(3)　電圧変動対策

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

(4)　その他

需要者の電気の使用にあたり，次のような場合で，他の需要者等の電気の使用もしくは当社および発電者の電気工作物に支障をきたすおそれのあるときには，協議のうえ，あらかじめ必要な調整装置または保護装置を施設し

ていただきます。

a　各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

b　電圧または周波数が著しく変動する場合

c　波形に著しいひずみを生じる場合

d　著しく高周波を発生する場合

表3　換算係数

回路分類	回路種別		換算係数 Ki※1	主な利用例
1	三相ブリッジ	6パルス変換装置	K11＝1	・直流電鉄変電所 ・電気化学 ・その他一般
		12パルス変換装置	K12＝0.5	
		24パルス変換装置	K13＝0.25	
2	単相ブリッジ	直流電流平滑	K21＝1.3	・交流式電気鉄道車両
		混合ブリッジ	K22＝0.65	
		均一ブリッジ	K23＝0.7	
3	三相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K31＝3.4	・汎用インバータ ・エレベータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり(交流側)	K32＝1.8	
		リアクトルあり(直流側)	K33＝1.8	
		リアクトルあり(交・直流側)	K34＝1.4	
4	単相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K41＝2.3	・汎用インバータ ・冷凍空調機
		リアクトルあり(交流側)	K42＝0.35	
5	自励三相ブリッジ (電圧型PWM※2制御) (電流型PWM制御)	—	K5＝0	・無停電電源装置 ・通信用電源装置 ・エレベータ ・系統連系用分散電源
6	自励単相ブリッジ (電圧型PWM制御)	—	K6＝0	・通信用電源装置 ・交流式電気鉄道車両 ・系統連系用分散電源

7	交流電力調整装置	抵抗負荷	K71＝1.6	・無効電力調整装置 ・大型照明装置 ・加熱器
		リアクタンス負荷 （交流アーク炉用を除く。）	K72＝0.3	
8	サイクロコンバータ	6 パルス変換装置相当	K81＝1	・電動機（圧延用， セメント用，交流式
		12 パルス変換装置相当	K82＝0.5	
9	交流アーク炉	単独運転	K9＝0.2	・製鋼用
10	その他		K10:申告値	

※1　Ki＝変換回路種別毎の$\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$／６パルス変換装置の$\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$

（n：高調波の次数，$\%In$：n次の高調波電流の基本波電流に対する比率）

※2　PWM：Pulse Width Modulation

表4　契約電力１kW あたりの高調波流出電流上限値（単位：mA/kW）

供給電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
154kV	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275kV	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

６　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

電気事業法施行規則第 19 条第２項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

３　電気事業法施行規則第 17 条の４第１項の規定により提出した書類の写し

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

1　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会において取りまとめられた「今後の電力政策の方向性について 中間とりまとめ（令和５年２月公表）」において，令和６年度から発電側課金制度を導入する整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件にし，新たに系統連系受電サービス料金を設定するとともに，令和５年11月24日に経済産業大臣の承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの変更を料金率に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容
および新旧比較表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，発電側課金制度を導入する整理がなされたこと，託送供給等に係る収入の見通しの変更について経済産業大臣の承認を受けたことを踏まえ，必要となる変更を行うとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
託 送 供 給 等 約 款 令和~~５年 12 月 27 日~~実施 東京電力パワーグリッド株式会社	託 送 供 給 等 約 款 令和６年４月１日実施 東京電力パワーグリッド株式会社

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
託 送 供 給 等 約 款 **目　　次** **Ⅰ　総　　則** …… 1 1　適　　用 …… 1 2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2 3　定　　義 …… 2 4　代表契約者の選任 …… 8 5　託送供給等に関する取扱い …… 8 6　単位および端数処理 …… ~~8~~ 7　実　施　細　目 …… ~~9~~ **Ⅱ　契 約 の 申 込 み** …… 11 8　契 約 の 要 件 …… 11 9　検討および契約の申込み …… ~~13~~ 10　契約の成立および契約期間 …… ~~21~~ 11　託送供給等の開始 …… ~~22~~ 12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… ~~23~~ 13　電気方式，電圧および周波数 …… ~~23~~ 14　発電場所および需要場所 …… ~~25~~ 15　供給および契約の単位 …… ~~27~~ 16　承 諾 の 限 界 …… ~~31~~ 17　契 約 書 の 作 成 …… ~~31~~	**託 送 供 給 等 約 款** **目　　次** **Ⅰ　総　　則** …… 1 1　適　　用 …… 1 2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2 3　定　　義 …… 2 4　代表契約者の選任 …… 8 5　託送供給等に関する取扱い …… 8 6　単位および端数処理 …… 9 7　実　施　細　目 …… 10 **Ⅱ　契 約 の 申 込 み** …… 11 8　契 約 の 要 件 …… 11 9　検討および契約の申込み …… 15 10　契約の成立および契約期間 …… 23 11　託送供給等の開始 …… 24 12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 25 13　電気方式，電圧および周波数 …… 25 14　発電場所および需要場所 …… 27 15　供給および契約の単位 …… 29 16　承 諾 の 限 界 …… 33 17　契 約 書 の 作 成 …… 34

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
Ⅲ　料　　金 …… ~~32~~ 18　料　　金 …… ~~32~~ 19　接続送電サービス …… ~~34~~ 20　臨時接続送電サービス …… ~~56~~ 21　予備送電サービス …… ~~64~~ ~~22~~　発電量調整受電計画差対応電力 …… ~~66~~ ~~23~~　接続対象計画差対応電力 …… ~~67~~ ~~24~~　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… ~~68~~ ~~25~~　給電指令時補給電力 …… ~~69~~ **Ⅳ　料金の算定および支払い** …… ~~72~~ ~~26~~　料金の適用開始の時期 …… ~~72~~ ~~27~~　検　　針　　日 …… ~~72~~ ~~28~~　料金の算定期間 …… ~~73~~ ~~29~~　計　　量 …… ~~74~~ ~~30~~　電力および電力量の算定 …… ~~75~~ ~~31~~　損　　失　　率 …… ~~94~~ ~~32~~　料 金 の 算 定 …… ~~95~~ ~~33~~　支払義務の発生および支払期日 …… ~~97~~ ~~34~~　料金その他の支払方法 …… ~~100~~ ~~35~~　保　　証　　金 …… ~~102~~ ~~36~~　連　帯　責　任 …… ~~104~~ **Ⅴ　供　　給** …… ~~105~~ ~~37~~　託送供給等の実施 …… ~~105~~ ~~38~~　給電指令の実施等 …… ~~109~~ ~~39~~　適正契約の保持等 …… ~~113~~	**Ⅲ　料　　金** …… 35 18　料　　金 …… 35 19　接続送電サービス …… 36 20　臨時接続送電サービス …… 58 21　予備送電サービス …… 67 22　系統連系受電サービス …… 68 23　発電量調整受電計画差対応電力 …… 73 24　接続対象計画差対応電力 …… 74 25　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 75 26　給電指令時補給電力 …… 76 **Ⅳ　料金の算定および支払い** …… 79 27　料金の適用開始の時期 …… 79 28　検　　針　　日 …… 79 29　料金の算定期間 …… 80 30　計　　量 …… 81 31　電力および電力量の算定 …… 82 32　損　　失　　率 …… 102 33　料 金 の 算 定 …… 102 34　支払義務の発生および支払期日 …… 106 35　料金その他の支払方法 …… 108 36　保　　証　　金 …… 112 37　連　帯　責　任 …… 114 **Ⅴ　供　　給** …… 115 38　託送供給等の実施 …… 115 39　給電指令の実施等 …… 119 40　適正契約の保持等 …… 123

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~40~~ 契約超過金 ..... ~~114~~	41 契約超過金 124
~~41~~ 力率の保持 ..... ~~115~~	42 力率の保持 127
~~42~~ 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 ..... ~~115~~	43 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 127
~~43~~ 託送供給等にともなう協力 ..... ~~116~~	44 託送供給等にともなう協力 128
~~44~~ 託送供給等の停止 ..... ~~117~~	45 託送供給等の停止 129
~~45~~ 託送供給等の停止の解除 ..... ~~119~~	46 託送供給等の停止の解除 131
~~46~~ 託送供給の停止期間中の料金 ..... ~~119~~	47 託送供給等の停止期間中の料金 131
~~47~~ 違約金 ..... ~~119~~	48 違約金 131
~~48~~ 損害賠償の免責 ..... ~~120~~	49 損害賠償の免責 132
~~49~~ 設備の賠償 ..... ~~120~~	50 設備の賠償 133
Ⅵ 契約の変更および終了 ..... ~~122~~	**Ⅵ 契約の変更および終了** 134
~~50~~ 契約の変更 ..... ~~122~~	51 契約の変更 134
~~51~~ 名義の変更 ..... ~~123~~	52 名義の変更 136
~~52~~ 契約の廃止 ..... ~~124~~	53 契約の廃止 136
~~53~~ 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 ..... ~~125~~	54 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 138
~~54~~ 解約等 ..... ~~129~~	55 解約等 142
~~55~~ 契約消滅後の債権債務関係 ..... ~~130~~	56 契約消滅後の債権債務関係 144
Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事 ..... ~~131~~	**Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事** 146
~~56~~ 受電地点，供給地点および施設 ..... ~~131~~	57 受電地点，供給地点および施設 146
~~57~~ 架空引込線 ..... ~~133~~	58 架空引込線 148
~~58~~ 地中引込線 ..... ~~134~~	59 地中引込線 149
~~59~~ 連接引込線等 ..... ~~135~~	60 連接引込線等 150
~~60~~ 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 ..... ~~136~~	61 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 151
~~61~~ 引込線の接続 ..... ~~136~~	62 引込線の接続 151
~~62~~ 計量器等の取付け ..... ~~137~~	63 計量器等の取付け 152
~~63~~ 通信設備等の施設 ..... ~~138~~	64 通信設備等の施設 153

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~64~~ 専用供給設備 …… ~~138~~	65 専用供給設備 …… 153
~~65~~ 電流制限器等の取付け …… ~~140~~	66 電流制限器等の取付け …… 155
Ⅷ 工事費の負担 …… ~~141~~	**Ⅷ 工事費の負担** …… 156
~~66~~ 受電地点への供給設備の工事費負担金 …… ~~141~~	67 受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 156
~~67~~ 受電用計量器等の工事費負担金 …… ~~145~~	68 受電用計量器等の工事費負担金 …… 160
~~68~~ 会社間連系設備の工事費負担金 …… ~~146~~	69 会社間連系設備の工事費負担金 …… 161
~~69~~ 供給地点への供給設備の工事費負担金 …… ~~146~~	70 供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 161
~~70~~ 工事費負担金の申受けおよび精算 …… ~~154~~	71 工事費負担金の申受けおよび精算 …… 169
~~71~~ 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… ~~157~~	72 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 172
~~72~~ 臨時工事費 …… ~~158~~	73 臨時工事費 …… 173
~~73~~ 工事費等に関する契約書の作成 …… ~~158~~	74 工事費等に関する契約書の作成 …… 173
Ⅸ 保安 …… ~~159~~	**Ⅸ 保安** …… 174
~~74~~ 保安の責任 …… ~~159~~	75 保安の責任 …… 174
~~75~~ 保安等に対する発電者および需要者の協力 …… ~~159~~	76 保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 174
~~76~~ 調査 …… ~~160~~	77 調査 …… 175
~~77~~ 調査等の委託 …… ~~160~~	78 調査等の委託 …… 175
~~78~~ 調査に対する需要者の協力 …… ~~160~~	79 調査に対する需要者の協力 …… 175
~~79~~ 検査または工事の受託 …… ~~161~~	80 検査または工事の受託 …… 176
~~80~~ 自家用電気工作物 …… ~~161~~	81 自家用電気工作物 …… 176
附則 …… ~~162~~	**附則** …… 177
1 実施期日 …… ~~162~~	1 実施期日 …… 177
2 標準周波数についての特別措置 …… ~~162~~	2 標準周波数についての特別措置 …… 177
3 受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置 …… ~~162~~	3 受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置 …… 177
4 揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の	4 揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
特別措置 ..... ~~162~~	特別措置..... 177
5　発電量調整供給契約についての特別措置	5　発電量調整供給契約についての特別措置
［再生可能エネルギー発電設備］ ..... ~~167~~	［再生可能エネルギー発電設備］ 182
6　~~発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等~~についての	6　離島についての特別措置..... 189
特別措置 ..... ~~174~~	
7　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い ..... ~~175~~	7　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い..... 190
8　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置 ..... ~~175~~	8　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置..... 190
9　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の	9　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の
特別措置 ..... ~~178~~	特別措置..... 194
10　損害賠償の免責についての特別措置	10　損害賠償の免責についての特別措置
［再生可能エネルギー発電設備］ ..... ~~179~~	［再生可能エネルギー発電設備］ 195
11　みなし登録特定送配電事業者についての特別措置 ..... ~~179~~	11　みなし登録特定送配電事業者についての特別措置..... 195
12　受電地点への供給設備の工事費負担金	12　受電地点への供給設備の工事費負担金
［電源接続案件募集プロセス］ ..... ~~180~~	［電源接続案件募集プロセス］ 195
13　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または	13　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または
変更される場合の費用の申受け［電源接続案件募集プロセス］ .... ~~180~~	変更される場合の費用の申受け［電源接続案件募集プロセス］ 196
14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 ..... ~~180~~	14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置..... 196
15　再エネ海域利用法に係る特別措置 ..... ~~184~~	15　再エネ海域利用法に係る特別措置..... 200
16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 ..... ~~185~~	16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置..... 201
17　バランシンググループの設定に係る特別措置 ..... ~~185~~	17　バランシンググループの設定に係る特別措置..... 201
~~18　近接性評価割引額の算定についての特別措置 ..... 211~~	
~~19~~　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 ..... ~~212~~	18　Ｎ－１電制の実施についての特別措置..... 227
	19　系統連系受電サービス等についての特別措置..... 228
	20　令和７年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置..... 238
	21　料金についての切替措置..... 240

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
別　　表 ..... ~~214~~ 1　契約設備電力の算定 ..... ~~214~~ ~~2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定 ..... 215~~ 3　契約電力および契約容量の算定方法 ..... ~~218~~ 4　負荷設備の入力換算容量 ..... ~~219~~ 5　平均力率の算定 ..... ~~223~~ 6　契約負荷設備の総容量の算定 ..... ~~224~~ 7　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および 需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い ..... ~~224~~ 8　電力量の協定 ..... ~~227~~ 9　需要計画・調達計画・販売計画 ..... ~~231~~ 10　発電計画・調達計画・販売計画 ..... ~~232~~ 11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン ..... ~~234~~ 12　進相用コンデンサ取付容量基準 ..... ~~235~~ 13　標　準　設　計 ..... ~~237~~ 14　スポットネットワーク方式の工事費の算式 ..... ~~249~~	別　　表 ..... 241 1　契約設備電力の算定 ..... 241 2　系統設備効率化割引の対象変電所等 ..... 241 3　契約電力および契約容量の算定方法 ..... 249 4　負荷設備の入力換算容量 ..... 250 5　平均力率の算定 ..... 254 6　契約負荷設備の総容量の算定 ..... 255 7　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および 需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い ..... 255 8　電力量の協定 ..... 258 9　需要計画・調達計画・販売計画 ..... 262 10　発電計画・調達計画・販売計画 ..... 264 11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン ..... 266 12　進相用コンデンサ取付容量基準 ..... 267 13　標　準　設　計 ..... 269 14　スポットネットワーク方式の工事費の算式 281
Ⅰ　総　　則	**Ⅰ　総　　則**
３　定　　義 次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 （１）　契　　約　　者 この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。 （２）　発 電 契 約 者	**３　定　　義** 次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 （１）　契　　約　　者 この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。 （２）　発 電 契 約 者

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。	この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。
（３） 需要抑制契約者	（３） 需要抑制契約者
この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。	この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。
（４） 発　電　者	（４） 発　電　者
小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。	小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。
（５） 需　要　者	（５） 需　要　者
契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。	契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。
（６） 低　　圧	（６） 低　　圧
標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。	標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。
（７） 高　　圧	（７） 高　　圧
標準電圧6,000ボルトをいいます。	標準電圧6,000ボルトをいいます。
（８） 特 別 高 圧	（８） 特 別 高 圧
標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。	標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。
（９） 受 電 地 点	（９） 受 電 地 点
当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。	当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。
(10) 発 電 場 所	(10) 発 電 場 所
発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。	発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。
(11) 供 給 地 点	(11) 供 給 地 点
当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。	当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。
(12) 需 要 場 所	(12) 需 要 場 所
需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。	需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。
(13) 会社間連系点	(13) 会社間連系点
当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。	当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(14)　中　継　振　替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。	(14)　中　継　振　替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。
(15)　地　内　振　替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。	(15)　地　内　振　替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。
(16)　発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。	(16)　発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。
(17)　発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。	(17)　発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。
(18)　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(18)　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(19)　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(19)　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(20)　接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。	(20)　接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。
(21)　接続受電電力量 受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。	(21)　接続受電電力量 受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。
(22)　接続供給電力 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。	(22)　接続供給電力 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。
(23)　接続供給電力量 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。	(23)　接続供給電力量 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。
(24)　接続対象電力	(24)　接続対象電力

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。	接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。
(25)　接続対象電力量	(25)　接続対象電力量
接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。	接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。
(26)　接続対象計画電力	(26)　接続対象計画電力
接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(27)　接続対象計画電力量	(27)　接続対象計画電力量
接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(28)　需要抑制量調整受電電力	(28)　需要抑制量調整受電電力
需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。	需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。
(29)　需要抑制量調整受電電力量	(29)　需要抑制量調整受電電力量
受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。	受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。
(30)　需要抑制量調整受電計画電力	(30)　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(31)　需要抑制量調整受電計画電力量	(31)　需要抑制量調整受電計画電力量
需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(32)　ベースライン	(32)　ベースライン
需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(33)　損　失　率	(33)　損　失　率
接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。	接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。
(34)　契　約　電　力	(34)　契　約　電　力
契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。	契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。
(35)　契　約　電　流	(35)　契　約　電　流
契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および	契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
臨時接続送電サービス契約電流をいいます。	臨時接続送電サービス契約電流をいいます。
(36)　契　約　容　量 契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。	(36)　契　約　容　量 契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。
(37)　契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。	(37)　契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。
	(38)　同時最大受電電力 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。
	(39)　最大連系電力等 低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で受電する場合は，30分ごとの連系電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。
~~(38)~~　最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。	(40)　最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。
~~(39)~~　発電バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または~~30~~（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。	(41)　発電バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。
~~(40)~~　需要バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または~~30~~（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。	(42)　需要バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(~~41~~)　需要抑制バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または~~30~~（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。	(43)　需要抑制バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。
(~~42~~)　電　　灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。	(44)　電　　灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。
(~~43~~)　小　型　機　器 主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。	(45)　小　型　機　器 主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。
(~~44~~)　動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。	(46)　動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。
(~~45~~)　契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。	(47)　契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。
(~~46~~)　契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。	(48)　契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。
(~~47~~)　定　期　検　査 電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。	(49)　定　期　検　査 電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。
(~~48~~)　定　期　補　修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。	(50)　定　期　補　修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。
(~~49~~)　給　電　指　令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。	(51)　給　電　指　令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。
(~~50~~)　昼　間　時　間 毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月30日，５月１日，５月２日，12	(52)　昼　間　時　間 毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月30日，５月１日，５月２日，12

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
月30日および12月31日の該当する時間を除きます。 (~~51~~)　夜　間　時　間 昼間時間以外の時間をいいます。	月30日および12月31日の該当する時間を除きます。 (53)　夜　間　時　間 昼間時間以外の時間をいいます。
６　単位および端数処理 この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 （１）　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 （２）　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 （３）　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）（２）イまたは20（臨時接続送電サービス）（２）イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）（２）イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。 （４）　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低	**６　単位および端数処理** この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 （１）　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 （２）　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 （３）　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）（２）イまたは20（臨時接続送電サービス）（２）イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）（２）イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。 （４）　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。 （５） 力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 （６） 料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。	圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。 （５） 力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 （６） 料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
７ 実 施 細 目 この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，~~発電者および~~需要者と別途協議を行なうことがあります。	**７ 実 施 細 目** この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。
Ⅱ 契約の申込み	**Ⅱ 契約の申込み**
８ 契 約 の 要 件 （１） 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ 小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。 ロ 接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。 ハ 振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。 ニ 需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ホ 高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。	**８ 契 約 の 要 件** （１） 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ 小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。 ロ 接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。 ハ 振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。 ニ 需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ホ 高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
へ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	へ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。	ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。
	チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。
チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。	リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。
(ｲ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。	(ｲ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。
(ﾛ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。	(ﾛ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。
(ﾊ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。	(ﾊ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。
（２）　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	（２）　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。	イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。
ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。	ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。
ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系するこ	ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系するこ

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
と。	と。
ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。
	ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。
	ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）（３）に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）（４）に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。
	ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）（３）ロの場合を除き，18（料金）（３）に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。
	チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。
	リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。
~~ホ~~　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。 なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。
	（３）　発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
	イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。
	ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ホ　発電者が，原則として，18（料金）（３）に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。 ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。 ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。
（~~3~~）　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	（4）　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。	イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。
(ｲ)　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。	(ｲ)　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。
ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）	ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）
ｂ　需要抑制の実施頻度および時期	ｂ　需要抑制の実施頻度および時期
(ﾛ)　(ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。	(ﾛ)　(ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。
(ﾊ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。	(ﾊ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。
(ﾆ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。	(ﾆ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。
(ﾎ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な	(ﾎ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
契約がなされていること。 ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が~~29~~（計量）（３）に該当しないこと。 ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	契約がなされていること。 ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が30（計量）（３）に該当しないこと。 ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
９　検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 （１）　受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により	**９　検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 （１）　受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。	既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。
ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。	ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。
(ｲ)　接続供給の場合	(ｲ)　接続供給の場合
a　契約者の名称	a　契約者の名称
b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）	b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）
c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容	c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
d　接続受電電力の最大値および最小値	d　接続受電電力の最大値および最小値
e　接続供給の開始希望日	e　接続供給の開始希望日
(ﾛ)　振替供給の場合	(ﾛ)　振替供給の場合
a　契約者の名称	a　契約者の名称
b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容	b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値	c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値
d　供給地点	d　供給地点
e　振替供給の開始希望日	e　振替供給の開始希望日
(ﾊ)　発電量調整供給の場合	(ﾊ)　発電量調整供給の場合
a　発電契約者の名称	a　発電契約者の名称
b　発電者の名称，発電場所および受電地点	b　発電者の名称，発電場所および受電地点
c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様	c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様
d　発電量調整受電電力の最大値および最小値	d　発電量調整受電電力の最大値および最小値
e　受電地点における受電電圧	e　受電地点における受電電圧
f　発電場所における負荷設備および受電設備	f　発電場所における負荷設備および受電設備
g　発電量調整供給の開始希望日	g　発電量調整供給の開始希望日
ハ　検討期間および調査料	ハ　検討期間および調査料

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。	(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。
(ﾛ)　当社は，１受電地点１検討につき22万円を調査料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，調査料を申し受けません。	(ﾛ)　当社は，１受電地点１検討につき22万円を調査料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，調査料を申し受けません。
a　検討を要しない場合	a　検討を要しない場合
b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，調査料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。	b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，調査料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。
（２）　供給側接続事前検討の申込み	（２）　供給側接続事前検討の申込み
イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。	イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。
ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
(ﾛ)　契約電力，契約電流または契約容量	(ﾛ)　契約電力，契約電流または契約容量
(ﾊ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧	(ﾊ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧
(ﾆ)　負荷設備または主開閉器	(ﾆ)　負荷設備または主開閉器
(ﾎ)　接続供給の開始希望日および使用期間	(ﾎ)　接続供給の開始希望日および使用期間
ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知	ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
らせいたします。	らせいたします。
（３） 需要抑制量調整供給事前検討の申込み	（３） 需要抑制量調整供給事前検討の申込み
イ 当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。	イ 当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。
ロ 需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ 需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
(ｲ) 需要抑制契約者の名称	(ｲ) 需要抑制契約者の名称
(ﾛ) 需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ﾛ) 需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ﾊ) 需要抑制量調整供給の開始希望日	(ﾊ) 需要抑制量調整供給の開始希望日
ハ 当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。	ハ 当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。
（４） 契約の申込み	（４） 契約の申込み
契約者は，（１）ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，（１）ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）（１）ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）（２）~~ホ~~に定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）（~~３~~）ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する	契約者は，（１）ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，（１）ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）（１）ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）（２）ホに定める要件を満たすことを証明する文書および８（契約の要件）（２）ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）（４）ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。	接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。
なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）（１）~~チ~~に定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。	なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）（１）リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。
また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，（１）の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）（~~３~~）イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。	また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，（１）の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）（４）イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
(ﾛ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧	(ﾛ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧
(ﾊ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等	(ﾊ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等
(ﾆ)　契約電力，契約電流または契約容量	(ﾆ)　契約電力，契約電流または契約容量
(ﾎ)　契約受電電力	(ﾎ)　契約受電電力
(ﾍ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの	(ﾍ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
種別	種別
(ﾄ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値	(ﾄ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値
(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾇ) 連 絡 体 制	(ﾇ) 連 絡 体 制
(ﾙ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間 また，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	(ﾙ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間 また，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ロ 振替供給の場合	ロ 振替供給の場合
(ｲ) 連 絡 体 制	(ｲ) 連 絡 体 制
(ﾛ) 当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容	(ﾛ) 当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容
ハ 発電量調整供給の場合	ハ 発電量調整供給の場合
	(ｲ) 発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号
(ﾆ) 契 約 受 電 電 力	(ﾛ) 契約受電電力および同時最大受電電力
(ﾎ) 発電量調整受電計画電力	(ﾊ) 発電量調整受電計画電力
(ﾍ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾆ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾄ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾎ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾁ) 連 絡 体 制	(ﾍ) 連 絡 体 制
ニ 需要抑制量調整供給の場合	ニ 需要抑制量調整供給の場合
(ｲ) 需要抑制契約者の名称	(ｲ) 需要抑制契約者の名称

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画電力	(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画電力
(ﾊ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値	(ﾊ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値
(ﾆ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値	(ﾆ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値
(ﾎ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ﾎ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ﾍ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称	(ﾍ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称
(ﾄ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ	(ﾄ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ
(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日	(ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日
(ﾙ)　連　絡　体　制	(ﾙ)　連　絡　体　制
なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。	なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。
（５）　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(４)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。	（５）　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(４)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。
なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１	なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。 （６） 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。 （７） 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。 （６） 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。 （７） 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
10　契約の成立および契約期間 （１） 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。	**10　契約の成立および契約期間** （１） 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。
（２） 契約期間は，次によります。	（２） 契約期間は，次によります。
イ 接続供給の場合	イ 接続供給の場合
(ｲ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。	(ｲ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。
(ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。	(ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。
(ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。	(ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。
	ロ 発電量調整供給の場合
	(ｲ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。
	(ﾛ) 契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。
	(ﾊ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。
~~ﾛ~~ 振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の場合	ハ 振替供給または需要抑制量調整供給の場合
契約期間は，振替供給契約~~，発電量調整供給契約~~または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。	契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
11　託送供給等の開始 （１）　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。 （２）　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。	11　託送供給等の開始 （１）　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。 （２）　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。
14　発電場所および需要場所 （１）　当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。 なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。 イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。 なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。 ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。	14　発電場所および需要場所 （１）　当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。 なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。 イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。 なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。 ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(ｲ)　居住用の建物の場合 １建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。 a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。 b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。 c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。	(ｲ)　居住用の建物の場合 １建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。 a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。 b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。 c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。
(ﾛ)　居住用以外の建物の場合 １建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。	(ﾛ)　居住用以外の建物の場合 １建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。
(ﾊ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合 １建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。	(ﾊ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合 １建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。
(２)　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(１)にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。	(２)　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(１)にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。
(３)　道路その他公共の用に供せられる土地（(１)に定める構内または(２)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。	(３)　道路その他公共の用に供せられる土地（(１)に定める構内または(２)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。
(４)　(１)に定める１構内，(１)イに定める１建物，(２)に定める隣接する複数の構内または(３)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場	(４)　(１)に定める１構内，(１)イに定める１建物，(２)に定める隣接する複数の構内または(３)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
合で，次のいずれにも該当するときは，（1），（2）または（3）にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。	合で，次のいずれにも該当するときは，（1），（2）または（3）にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。
イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。	イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。
(ｲ)　非特例区域等について，（1），（2）または（3）に準じて発電場所または需要場所を定めること。	(ｲ)　非特例区域等について，（1），（2）または（3）に準じて発電場所または需要場所を定めること。
(ﾛ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，~~42~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。	(ﾛ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。
ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。	ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。
ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。	ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。
ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。	ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。
ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。	ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。
15　供給および契約の単位	**15　供給および契約の単位**
（1）　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所に~~つき~~，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。	（1）　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。
イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１	イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合	接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合
(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス	(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス
(ﾛ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス	(ﾛ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス
(ﾊ)　高圧臨時接続送電サービス	(ﾊ)　高圧臨時接続送電サービス
(ﾆ)　特別高圧臨時接続送電サービス	(ﾆ)　特別高圧臨時接続送電サービス
ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約する場合	ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約する場合
(ｲ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス	(ｲ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス
(ﾛ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス	(ﾛ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス
ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合	ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合
ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合	ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合
ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。	ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。
ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合	ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合
（２）　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。	（２）　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。
なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。	なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
（３） 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。	（３） 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。
（４） 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。	（４） 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。<u>また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，１系統連系受電契約を結びます。</u>
なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（<u>極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。</u>以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
また，再生可能エネルギー発電設備（~~再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「~~再生可能エネルギー特別措置法~~」といいます。〕~~第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，~~再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「~~特定契約~~」といいます。〕~~により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。	また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。
イ 附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）または（６）に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係	イ 附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）または（６）に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。	って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。
ロ　附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。	ロ　附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。	ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。
（５）　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。	（５）　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。
なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。	なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。
また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，	また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。	当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。
16 承 諾 の 限 界 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情~~，~~料金~~および~~この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	**16 承 諾 の 限 界** 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。
Ⅲ 料 金	**Ⅲ 料 金**
18 料 金 料金は，次のとおりといたします。 （１） 契約者に係る料金 イ 契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，~~23~~（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに~~25~~（給電指令時補給電力）（１）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ 日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)，(ﾎ)または(ﾍ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定~~（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたもの~~	**18 料 金** 料金は，次のとおりといたします。 （１） 契約者に係る料金 イ 契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）（１）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ 日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)，(ﾎ)または(ﾍ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~といたします。）~~いたします。	
(ｲ) 検　　針　　日	(ｲ) 検　　針　　日
(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または~~30~~（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日	(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日
(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日	(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日
(ﾆ) ~~27~~（検針日）（５）の場合，実際に検針を行なった日	(ﾆ) 28（検針日）（５）の場合，実際に検針を行なった日
(ﾎ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）	(ﾎ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）
(ﾍ) ~~30~~（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日	(ﾍ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日
~~ハ　近接性評価割引~~	
~~(ｲ)　適　　用~~	
~~契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕（１）に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。~~	
~~なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。~~	
~~(ﾛ)　近接性評価割引額の算定および割引の実施~~	
~~a　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。~~	

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~ｂ　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。~~ ~~ｃ　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，ｂに準じて割引を行ないます。~~	
（２）　発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに~~25~~（給電指令時補給電力）（２）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。	（２）　発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）（２）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。
	（３）　発電者に係る料金 イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。 ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。 (ｲ)　検　　針　　日 (ﾛ)　28（検針日）（５）の場合，実際に検針を行なった日 (ﾊ)　発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ﾆ)　31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日 ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。
（~~3~~）　需要抑制契約者に係る料金	（4）　需要抑制契約者に係る料金

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
需要抑制契約者に係る料金は，~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。	需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。
19　接続送電サービス （１）　適　用　範　囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。 （２）　接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。 イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。 (ｲ)　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。 a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月まで（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，料金適用開始の日から前月までの間で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。 b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日	**19　接続送電サービス** （１）　適　用　範　囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。 （２）　接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。 イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。 (ｲ)　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。 a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月まで（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，料金適用開始の日から前月までの間で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。 b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
までの期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。	までの期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。
c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。	c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。
(ﾛ)　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。	(ﾛ)　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。
a　接続送電サービス契約電流	a　接続送電サービス契約電流

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(a)　接続送電サービス契約電流は，５アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。	(a)　接続送電サービス契約電流は，５アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。
(b)　当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。	(b)　当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。
b　接続送電サービス契約容量 接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	b　接続送電サービス契約容量 接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ハ)　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(イ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	(ハ)　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(イ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ニ)　(イ)の適用後１年に満たない場合は，(ロ)または(ハ)を適用いたしません。また，(ロ)または(ハ)の適用後１年に満たない場合は，(イ)を適用いたしません。	(ニ)　(イ)の適用後１年に満たない場合は，(ロ)または(ハ)を適用いたしません。また，(ロ)または(ハ)の適用後１年に満たない場合は，(イ)を適用いたしません。
(ホ)　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，~~50~~（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。	(ホ)　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。
ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，	ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。	１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。
なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。	なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。
ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。	ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。
ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。	ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。
また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，~~50~~（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。	また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。
なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。	なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
（３）　接続送電サービス料金	（３）　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。	接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。
イ　低圧で供給する場合	イ　低圧で供給する場合
(ｲ)　電灯定額接続送電サービス	(ｲ)　電灯定額接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。

(a)　電　灯　料　金

ⅰ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	~~37円51銭~~
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	~~75円02銭~~
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	~~150円05銭~~
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	~~225円07銭~~
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	~~375円12銭~~
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	~~375円12銭~~

ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

ⅲ　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペア

託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。

(a)　電　灯　料　金

ⅰ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	35円54銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	71円09銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	142円19銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	213円28銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	355円47銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	355円47銭

ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

ⅲ　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペア

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
を１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。	を１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。
(b)　小型機器料金	(b)　小型機器料金
小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。	小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。
50ボルトアンペアまでの１機器につき　~~112円05銭~~	50ボルトアンペアまでの１機器につき　106円17銭
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき　~~224円08銭~~	50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき　212円34銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき100ボルトアンペアまでごとに　~~224円08銭~~	100ボルトアンペアをこえる１機器につき100ボルトアンペアまでごとに　212円34銭
e　そ　の　他	e　そ　の　他
(a)　当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。	(a)　当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。
(b)　特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。	(b)　特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。
(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス	(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
(a)　（２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，（２）イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。	(a)　（２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，（２）イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。
(b)　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペア	(b)　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペア

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
および１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。	および１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。
(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。
(a)　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	(a)　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｉ　（２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ｉ　（２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**230円67銭**	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**230円67銭**
ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ⅱ　（２）イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合	ⅱ　（２）イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　152円24銭	接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　152円24銭
ただし，（２）イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。	ただし，（２）イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電流５アンペア　76円12銭	接続送電サービス契約電流５アンペア　76円12銭
接続送電サービス契約電流15アンペア　228円36銭	接続送電サービス契約電流15アンペア　228円36銭
(b)　電 力 量 料 金	(b)　電 力 量 料 金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~7円48銭~~	１キロワット時につき　6円97銭
(ﾊ)　電灯時間帯別接続送電サービス	(ﾊ)　電灯時間帯別接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。
(a)　基　本　料　金	(a)　基　本　料　金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｉ　（２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ｉ　（２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　230円67銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　230円67銭
ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたし	ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたし

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
ます。	ます。
ⅱ　（２）イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合	ⅱ　（２）イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合
接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　**152円24銭**	接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　**152円24銭**
ただし，（２）イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。	ただし，（２）イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電流５アンペア　**76円12銭**	接続送電サービス契約電流５アンペア　**76円12銭**
接続送電サービス契約電流15アンペア　**228円36銭**	接続送電サービス契約電流15アンペア　**228円36銭**
(b)　電 力 量 料 金	(b)　電 力 量 料 金
電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
ⅰ　昼　間　時　間	ⅰ　昼　間　時　間
１キロワット時につき　**7円~~90~~銭**	１キロワット時につき　**7円36銭**
ⅱ　夜　間　時　間	ⅱ　夜　間　時　間
１キロワット時につき　**~~7~~円~~14~~銭**	１キロワット時につき　**6円64銭**
(ﾆ)　電灯従量接続送電サービス	(ﾆ)　電灯従量接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　~~11円26銭~~	接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　10円76銭
(ホ)　動力標準接続送電サービス	(ホ)　動力標準接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
(a)　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。	(a)　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。
(b)　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。	(b)　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。
ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(a)　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 ｉ　（２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合 接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　731円97銭 ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。 ⅱ　（２）イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合 接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　461円14銭 ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。 (b)　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　~~5円20銭~~ (c)　そ　　の　　他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。 d　そ　　の　　他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 (ﾍ)　動力時間帯別接続送電サービス a　適　用　範　囲 (ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたしま	(a)　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 ｉ　（２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合 接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　731円97銭 ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。 ⅱ　（２）イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合 接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　461円14銭 ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。 (b)　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　4円54銭 (c)　そ　　の　　他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。 d　そ　　の　　他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 (ﾍ)　動力時間帯別接続送電サービス a　適　用　範　囲 (ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたしま

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
す。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	す。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。
(a)　基　本　料　金	(a)　基　本　料　金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｉ　（２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ｉ　（２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**731円97銭**	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**731円97銭**
ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ii　（２）イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ii　（２）イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**461円14銭**	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**461円14銭**
ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
(b)　電　力　量　料　金	(b)　電　力　量　料　金
電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
ｉ　昼　間　時　間	ｉ　昼　間　時　間
１キロワット時につき　**5円48銭**	１キロワット時につき　**4円79銭**
ii　夜　間　時　間	ii　夜　間　時　間
１キロワット時につき　**4円97銭**	１キロワット時につき　**4円35銭**
(c)　そ　　の　　他	(c)　そ　　の　　他
接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別	接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
d　そ　の　他	d　そ　の　他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
(ﾄ)　動力従量接続送電サービス	(ﾄ)　動力従量接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~17円20銭~~	１キロワット時につき　16円54銭
d　そ　の　他	d　そ　の　他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
ロ　高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合
(ｲ)　高圧標準接続送電サービス	(ｲ)　高圧標準接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。	接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたし	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたし

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
ます。	ます。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。
(a)　基　本　料　金	(a)　基　本　料　金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。
なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**653円87銭**	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**653円87銭**
(b)　電　力　量　料　金	(b)　電　力　量　料　金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　**~~2円37銭~~**	１キロワット時につき　**1円84銭**
(ﾛ)　高圧時間帯別接続送電サービス	(ﾛ)　高圧時間帯別接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。
(a)　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	(a)　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**653円87銭**	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**653円87銭**
(b)　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	(b)　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
ｉ　昼　間　時　間	ｉ　昼　間　時　間
１キロワット時につき　**~~2円50銭~~**	１キロワット時につき　**1円93銭**
ⅱ　夜　間　時　間	ⅱ　夜　間　時　間
１キロワット時につき　**~~2円26銭~~**	１キロワット時につき　**1円75銭**
(ハ)　高圧従量接続送電サービス	(ハ)　高圧従量接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~13円09銭~~	１キロワット時につき　12円55銭
ハ　特別高圧で供給する場合	ハ　特別高圧で供給する場合
(ｲ)　特別高圧標準接続送電サービス	(ｲ)　特別高圧標準接続送電サービス
a　適　用　範　囲 接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。	a　適　用　範　囲 接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧　20,000ボルト	接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧　20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧　60,000ボルト	接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧　60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧 140,000ボルト	接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧 140,000ボルト
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。
(a)　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）	(a)　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
の基本料金は，半額といたします。また，（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	の基本料金は，半額といたします。また，（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**423円39銭**	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**423円39銭**
(b)　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b)　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~**1円33銭**~~	１キロワット時につき　**91銭**
(ﾛ)　特別高圧時間帯別接続送電サービス a　適　用　範　囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	(ﾛ)　特別高圧時間帯別接続送電サービス a　適　用　範　囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧　20,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧　60,000ボルト 接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧　140,000ボルト	接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧　20,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧　60,000ボルト 接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧　140,000ボルト
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引ま	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引ま

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
たは割増しをしたものといたします。	たは割増しをしたものといたします。
(a) 基 本 料 金	(a) 基 本 料 金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。
なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　423円39銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　423円39銭
(b) 電 力 量 料 金	(b) 電 力 量 料 金
電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
ｉ 昼 間 時 間	ｉ 昼 間 時 間
１キロワット時につき　~~1円39銭~~	１キロワット時につき　94銭
ⅱ 夜 間 時 間	ⅱ 夜 間 時 間
１キロワット時につき　~~1円28銭~~	１キロワット時につき　89銭
(ﾊ) 特別高圧従量接続送電サービス	(ﾊ) 特別高圧従量接続送電サービス
a 適 用 範 囲	a 適 用 範 囲
(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b 供給電気方式および供給電圧	b 供給電気方式および供給電圧

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧　20,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧　60,000ボルト 接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧　140,000ボルト	接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧　20,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧　60,000ボルト 接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧　140,000ボルト
ｃ　接続送電サービス料金	ｃ　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~8円27銭~~	１キロワット時につき　**7円85銭**
ニ　力率割引および割増し	ニ　力率割引および割増し
高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。	高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。
(ｲ)　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表５（平均力率の算定）によって算定された値といたします。	(ｲ)　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表５（平均力率の算定）によって算定された値といたします。
なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。	なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。
(ﾛ)　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。	(ﾛ)　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
ホ　そ　　の　　他	ホ　そ　　の　　他
(ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。	(ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
(ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。	(ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。
(ﾊ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。	(ﾊ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。
(ﾆ)　（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。	(ﾆ)　（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。
(ﾎ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。	(ﾎ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
（４）　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い	（４）　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い
高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，（３）によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）	高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，（３）によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）

託送供給等約款新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>託送供給等約款（令和６年４月１日実施）</th></tr>
<tr><td>を差し引いたものといたします。
イ　ピークシフト割引額
ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。
ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力
<table><tr><td rowspan="2">ピークシフト電力
１キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>555円80銭</td></tr><tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>359円89銭</td></tr></table>
ロ　ピークシフト電力
ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。
なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。
なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。</td><td>を差し引いたものといたします。
イ　ピークシフト割引額
ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。
ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力
<table><tr><td rowspan="2">ピークシフト電力
１キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>555円80銭</td></tr><tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>359円89銭</td></tr></table>
ロ　ピークシフト電力
ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。
なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。
なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。</td></tr>
<tr><td>20　臨時接続送電サービス
（1）　適　用　範　囲
契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，</td><td>20　臨時接続送電サービス
（1）　適　用　範　囲
契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，</td></tr>
</table>

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
反復使用するものには適用いたしません。 （２） 臨時接続送電サービス契約電力等 電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。 イ 低圧で供給する場合 (ｲ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合 次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。 a 臨時接続送電サービス契約電流 (a) 臨時接続送電サービス契約電流は，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。 (b) 当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。 b 臨時接続送電サービス契約容量 (a) 臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表６（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。	反復使用するものには適用いたしません。 （２） 臨時接続送電サービス契約電力等 電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。 イ 低圧で供給する場合 (ｲ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合 次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。 a 臨時接続送電サービス契約電流 (a) 臨時接続送電サービス契約電流は，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。 (b) 当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。 b 臨時接続送電サービス契約容量 (a) 臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表６（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

最初の６キロボルトアンペアにつき	95パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	85パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	75パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	65パーセント

(b)　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾛ)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a)　契約負荷設備のうち

最初の６キロボルトアンペアにつき	95パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	85パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	75パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	65パーセント

(b)　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾛ)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a)　契約負荷設備のうち

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	100パーセント
	次の２台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

(b)　(a)によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，a にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

（３）　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	100パーセント
	次の２台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

(b)　(a)によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，a にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

（３）　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。	（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金	c　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。	臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。
総容量が50ボルトアンペアまでの場合　**3円~~32~~銭**	総容量が50ボルトアンペアまでの場合　**3円15銭**
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合　**6円~~66~~銭**	総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合　**6円30銭**
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに　**6円~~66~~銭**	総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに　**6円30銭**
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合　**~~66~~円~~51~~銭**	総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合　**63円02銭**
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに　**~~66~~円~~51~~銭**	総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに　**63円02銭**
(ﾛ)　電灯臨時接続送電サービス	(ﾛ)　電灯臨時接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
(a)　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。	(a)　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。	(b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。	c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。
(a)　基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	(a)　基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
(b)　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b)　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　**8円23銭**	１キロワット時につき　**7円67銭**
(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス	(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス
a　適　用　範　囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。	a　適　用　範　囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたしま	c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたしま

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
す。	す。
臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき　~~101円61銭~~	臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき　96円39銭
d　そ　の　他	d　そ　の　他
当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。	当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。
(ﾆ)　動力臨時接続送電サービス	(ﾆ)　動力臨時接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。	契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金	c　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。	臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。
(a)　基　本　料　金	(a)　基　本　料　金
基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）イ(ﾎ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）イ(ﾎ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
(b)　電　力　量　料　金	(b)　電　力　量　料　金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~6円23銭~~	１キロワット時につき　5円46銭
ロ　高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合
臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。	臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。
(ｲ)　適　用　範　囲	(ｲ)　適　用　範　囲
臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，	臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

ａ 基 本 料 金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）ロ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｂ 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	2円84銭

ハ 特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適 用 範 囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

ａ 基 本 料 金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）ロ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｂ 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	2円20銭

ハ 特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適 用 範 囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(ハ)　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 a　基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 b　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　**1円~~59~~銭** ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）（３）ニに準じて適用いたします。 ホ　そ　　の　　他 臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 （４）　そ　　の　　他 イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。 ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。 ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）（４）は，適用いたしません。	(ハ)　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 a　基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 b　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　**1円<u>10</u>銭** ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）（３）ニに準じて適用いたします。 ホ　そ　　の　　他 臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 （４）　そ　　の　　他 イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。 ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。 ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）（４）は，適用いたしません。
	<u>22　系統連系受電サービス</u> <u>（１）　適　用　範　囲</u>

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。 （２） 系統連系受電課金対象電力 各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。 イ 発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 (ｲ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。 (ﾛ) (ｲ)以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 ロ 発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 (ｲ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。 (ﾛ) (ｲ)以外の場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 ハ イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 (ｲ) 臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	(ﾛ)　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。 (ﾊ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア (ﾆ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ﾎ)　附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット （３）　系統連系受電サービス料金 系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。 イ　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。 系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　**87円01銭** ロ　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　**28銭** ハ　系統設備効率化割引 系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。 (ｲ)　適　　用 ａ　系統設備効率化割引Ａ 受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕（１）に定める割引区分Ａ－１，Ａ－２またはＡ－３に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。 なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。 ｂ　系統設備効率化割引Ｂ 低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕（１）に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。 なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。 (ﾛ)　系統設備効率化割引単価 系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。 ａ　系統設備効率化割引Ａ単価 系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。 (a)　受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合 **連系変電所等**：別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－１の場合／別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－２の場合／別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－３の場合 **単価**：30円86銭／5円72銭／2円86銭 （系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき） (b)　(a)以外の場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	<table><tr><td></td><td>連系変電所等</td><td>単　価</td></tr><tr><td rowspan="3">系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき</td><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－１の場合</td><td>30円86銭</td></tr><tr><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－２の場合</td><td>11円44銭</td></tr><tr><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－３の場合</td><td>5円72銭</td></tr></table> ｂ　系統設備効率化割引Ｂ単価 系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。 <table><tr><td></td><td>連系変電所等</td><td>単　価</td></tr><tr><td rowspan="2">系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき</td><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ｂ－１の場合</td><td>48円99銭</td></tr><tr><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ｂ－２の場合</td><td>17円80銭</td></tr></table> (ﾊ)　系統設備効率化割引額 系統設備効率化割引額は，（２）の系統連系受電課金対象電力に(ﾛ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。 ニ　そ　の　他 系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
~~22~~　発電量調整受電計画差対応電力 （１）　適　　用 発電バランシンググループにおいて，~~38~~（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	**23　発電量調整受電計画差対応電力** （１）　適　　用 発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
（２） 発電量調整受電計画差対応電力	（２） 発電量調整受電計画差対応電力
イ 発電量調整受電計画差対応補給電力	イ 発電量調整受電計画差対応補給電力
(ｲ) 適 用 範 囲	(ｲ) 適 用 範 囲
30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金	(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金
発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価	(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価
発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ロ 発電量調整受電計画差対応余剰電力	ロ 発電量調整受電計画差対応余剰電力
(ｲ) 適 用 範 囲	(ｲ) 適 用 範 囲
30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金	(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価	(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~23~~　接続対象計画差対応電力	**24　接続対象計画差対応電力**
（１）　適　　用	（１）　適　　用
~~38~~（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	39（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
（２）　接続対象計画差対応電力	（２）　接続対象計画差対応電力
イ　接続対象計画差対応補給電力	イ　接続対象計画差対応補給電力
(ｲ)　適　用　範　囲	(ｲ)　適　用　範　囲
30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(ﾛ)　接続対象計画差対応補給電力料金	(ﾛ)　接続対象計画差対応補給電力料金
接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(ﾊ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価	(ﾊ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価
接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応余剰電力	ロ　接続対象計画差対応余剰電力
(ｲ)　適　用　範　囲	(ｲ)　適　用　範　囲
30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(ﾛ)　接続対象計画差対応余剰電力料金	(ﾛ)　接続対象計画差対応余剰電力料金
接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(ﾊ)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価	(ﾊ)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価
接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額と	接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額と

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
し，当社が30分ごとに設定するものといたします。	し，当社が30分ごとに設定するものといたします。
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 （１）　適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 （２）　需要抑制量調整受電計画差対応電力 イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (ｲ)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (ｲ)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規	**25　需要抑制量調整受電計画差対応電力** （１）　適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 （２）　需要抑制量調整受電計画差対応電力 イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (ｲ)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (ｲ)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
~~25~~　給電指令時補給電力 （１）　契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 ~~38~~（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，~~30~~（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 （２）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 ~~38~~（給電指令の実施等）（５）または(６)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価	**26　給電指令時補給電力** （１）　契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 39（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 （２）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 39（給電指令の実施等）（５）または(６)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
~~26~~　料金の適用開始の時期 接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。	**27　料金の適用開始の時期** 接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~27~~ 検　針　日	28 検　針　日
検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。	検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。
（１） 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。	（１） 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。
なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）（２）ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。	なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）（２）ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。
~~ただし~~，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約~~者または発電契約者と当社との協議によって，~~受電地点における検針日と供給地点における検針日~~を~~同一の日と~~することがあります~~。	また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。
（２） 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。	（２） 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。
（３） 当社は，やむをえない事情のある場合には，（１）にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。	（３） 当社は，やむをえない事情のある場合には，（１）にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。
（４） 当社は，次の場合には，（１）にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。	（４） 当社は，次の場合には，（１）にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。
なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。	なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。
イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合	イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合
ロ　その他特別の事情がある場合	ロ　その他特別の事情がある場合
（５） （３）の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。	（５） （３）の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。
（６） （４）イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点	（６） （４）イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。	または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。
（７） （４）ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。	（７） （４）ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。
~~28~~ 料金の算定期間	**29 料金の算定期間**
（１） 送電サービス料金の算定期間は，次によります。	（１） 送電サービス料金の算定期間は，次によります。
イ 前月の計量日（当社があらかじめ契約者にお知らせする電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。	イ 前月の計量日（接続供給の場合，当社があらかじめ契約者にお知らせする電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。
ロ 定額接続送電サービスの料金または~~30~~（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう計量日は，その供給地点の属する検針区域の計量日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。	ロ 定額接続送電サービスの料金または31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう計量日は，その供給地点の属する検針区域の計量日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。
	（２） 系統連系受電サービス料金の算定期間は，前月の計量日（発電量調整供給の場合，当社があらかじめ発電契約者および発電者にお知らせする電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。
（~~２~~） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電	（３） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。	指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。
~~29~~ 計　　量 （１） 当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として~~37~~（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 （２） 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。 （３） 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けない	30 計　　量 （１） 当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 （２） 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。 なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。 （３） 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けない

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
ことがあります。	ことがあります。
~~30~~　電力および電力量の算定 （１）　発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。 （２）　発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。	**31　電力および電力量の算定** （１）　発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。 （２）　発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，30分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。
（３）　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，（４）の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 （４）　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電	（３）　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，（４）の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 （４）　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（1）のとおりといたします。	計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（1）のとおりといたします。
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（1）のとおりといたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（1）のとおりといたします。
（5）　接続受電電力	（5）　接続受電電力
接続受電電力は，接続供給の場合で，（6）の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	接続受電電力は，接続供給の場合で，（6）の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
（6）　接続受電電力量	（6）　接続受電電力量
接続受電電力量は，30分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。	接続受電電力量は，30分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。
（7）　接続供給電力	（7）　接続供給電力
接続供給電力は，（8）の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。	接続供給電力は，（8）の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。
（8）　接続供給電力量	（8）　接続供給電力量
接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。	接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。
また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。	また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。
なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の	なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）（３）イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。	算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）（３）イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。
（９） 接続対象電力 接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	（９） 接続対象電力 接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
(10) 接続対象電力量 接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。	(10) 接続対象電力量 接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。
イ 需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × 1 / (1 － 損失率（~~31~~〔損失率〕に定める損失率といたします。）)	イ 需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × 1 / (1 － 損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）
ロ 需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。	ロ 需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。
(ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値 ａ １ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。	(ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値 ａ １ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ －需要抑制量調整受電計画電力量	$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ －需要抑制量調整受電計画電力量
(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量	(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量
(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$	(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$
b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。	b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 －需要抑制量調整受電計画電力量	当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 －需要抑制量調整受電計画電力量
(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量	(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量
(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値	(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値
(d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × 1 / (1 － 損失率（~~31~~〔損失率〕に定める損失率といたします。）)	(d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × 1 / (1 － 損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）)
(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値	(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量	ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量
(11)　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	(11)　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
(12)　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。	(12)　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。
(13)　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	(13)　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
(14)　需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値 (ｲ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合	(14)　需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値 (ｲ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
需要抑制量調整受電電力量＝０	需要抑制量調整受電電力量＝０
(ﾛ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$	(ﾛ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$
(ﾊ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝需要抑制量調整受電計画電力量	(ﾊ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝需要抑制量調整受電計画電力量
ﾛ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）	ﾛ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
需要抑制量調整受電電力量 ＝ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$	需要抑制量調整受電電力量 ＝ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$
ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。	ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。
(15)　需要抑制量調整受電計画電力	(15)　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
(16)　需要抑制量調整受電計画電力量	(16)　需要抑制量調整受電計画電力量
需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３)のとおりといたします。	需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３)のとおりといたします。
(17)　ベースライン	(17)　ベースライン
ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕（１)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して	ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕（１)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
１ベースラインといたします。	１ベースラインといたします。
(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量	(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量
発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，（２）イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，（２）イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。
(ｲ)　（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。	(ｲ)　（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次	(ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合	a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合
b　~~38~~（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。	b　39（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。
c　~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。	c　39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。
d　~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。	d　39（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。
(ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。	(ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。
a　~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	a　39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（~~38~~〔給電指令の実施等〕（２）ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕（２）ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
b　ファーム電源に対して，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	b　ファーム電源に対して，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（~~38~~〔給電指令の実施	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
等〕（２）への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	等〕（２）への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
d　~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合	d　39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）ヘの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
ｅ　~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	ｅ　39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合	(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量 －39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，（２）イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。	(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，（２）イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。
発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，（２）ロにより計	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，（２）ロにより計

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
(20)　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，（８）にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。	(20)　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，（８）にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量	接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量
(21)　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，（８）にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量	(21)　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，（８）にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量
(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量	(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量
ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用し	ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用し

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
ている場合で，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋{接続供給電力量 × 1／（1－損失率（~~31~~〔損失率〕に定める損失率といたします。））} －ベースライン	ている場合で，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋{接続供給電力量 × 1／（1－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。））} －ベースライン
(23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量	(23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量
(24)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。	(24)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。
(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合	(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。
(26)　~~27~~（検針日）（２）または（４）の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	(26)　28（検針日）（２）または（４）の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。
(27)　15（供給および契約の単位）（１）において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。	(27)　15（供給および契約の単位）（１）において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。
(28)　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。	(28)　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。
(29)　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）（３）を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。	(29)　計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）（３）を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。
~~31~~　**損　　失　　率** この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。	32　**損　　失　　率** この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
低圧で供給する場合　6.9パーセント 高圧で供給する場合　3.7パーセント 特別高圧で供給する場合　1.3パーセント	低圧で供給する場合　6.9パーセント 高圧で供給する場合　3.7パーセント 特別高圧で供給する場合　1.3パーセント
~~32~~ 料 金 の 算 定	33 料 金 の 算 定
（１） 送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。	（１） 送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。
イ 接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合	イ 接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合
ロ 契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合	ロ 契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合
	ハ 発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合
~~ハ~~ 接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合	二 接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合
~~ニ~~ ~~28~~（料金の算定期間）（１）イの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。	ホ 29（料金の算定期間）（１）イの場合で供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
	ヘ 29（料金の算定期間）（２）の場合で，受電側計量期間の日数がその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
（２） 当社は，（１）ロ，ハまたは~~ニ~~の場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金~~および~~ピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。 イ 基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 １月の該当料金 × 日割計算対象日数 ／ 計量期間の日数 ただし，（１）~~ニ~~に該当する場合は， １月の該当料金 × 日割計算対象日数 ／ 暦日数 といたします。 ロ ピークシフト割引額を日割りする場合 １月の該当割引額× 日割計算対象日数 ／ 計量期間の日数 ただし，（１）~~ニ~~に該当する場合は，	（２） 当社は，（１）ロ，ハ，ニ，ホまたはへの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。 イ 基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 １月の該当料金 × 日割計算対象日数 ／ 供給側計量期間または受電側計量期間の日数 ただし，（１）ホまたはへに該当する場合は， １月の該当料金 × 日割計算対象日数 ／ 暦日数 といたします。 ロ ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合 １月の該当割引額× 日割計算対象日数 ／ 供給側計量期間または受電側計量期間の日数 ただし，（１）ホまたはへに該当する場合は，

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
１月の該当割引額×　日割計算対象日数 暦　日　数 といたします。	１月の該当割引額×　日割計算対象日数 暦　日　数 といたします。
（３）（１）ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，（１）~~ハ~~の場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。	（３）（１）ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，（１）ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。
	（４）（１）ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，（１）ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。
（~~４~~）　契約者が供給地点を新たに設定し，~~または~~供給地点を消滅させる場合の（２）イおよびロにいう計量期間の日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点を新たに設定した場合 供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の計量日から，その供給地点を新たに設定した直後の計量日の前日までの日数といたします。 ロ　供給地点を消滅させる場合 消滅日の直前の計量日から，当社が次回の計量日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。	（５）　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の（２）イおよびロにいう供給側計量期間または受電側計量期間の日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の計量日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の計量日の前日までの日数といたします。 ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 消滅日の直前の計量日から，当社が次回の計量日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。
（~~５~~）　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または~~30~~（電力および電力量の算定）（25）の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの（２）イおよびロにいう計量期間の日数は，（~~４~~）に準ずるものといたします。この場合，（~~４~~）にいう計量日は，その供給地点の属する検針区域の計量日とし，当社が次回の計量日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針	（６）　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力量の算定）（25）の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの（２）イおよびロにいう供給側計量期間の日数は，（５）に準ずるものといたします。この場合，（５）にいう計量日は，その供給地点の属する検針区域の計量日とし，当社が次回の計量日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
区域の計量日といたします。	検針区域の計量日といたします。
(~~6~~) 契約者が供給地点を新たに設定し，~~または~~供給地点を消滅させる場合の(２)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。	(7) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(２)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。
イ 供給地点を新たに設定した場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる計量期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	イ 供給地点または受電地点を新たに設定した場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側計量期間または受電側計量期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。
ロ 供給地点を消滅させる場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる計量期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	ロ 供給地点または受電地点を消滅させる場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側計量期間または受電側計量期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。
(~~7~~) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。 イ 力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(２)イにより日割計算をいたします。 ロ 負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。	(8) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。 イ 力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(２)イにより日割計算をいたします。 ロ 負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。
(~~8~~) 供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(２)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。	(9) 供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(２)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。
~~33~~ **支払義務の発生および支払期日**	**34 支払義務の発生および支払期日**
(１) 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(１)ロに定める料金算定日に発生いたします。	(１) 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(１)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。 (２) 系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）(３)ロに定める受電側料金算定

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	日に発生いたします。
（~~2~~） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，~~27~~（検針日）（５）の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合，または~~30~~（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。	（3） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）（５）の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合，または31（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。
（~~3~~） （１）の日程等別料金または（~~2~~）の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	（4） （１）の日程等別料金，（２）の系統連系受電サービス料金または（3）の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
イ ~~54~~（解約等）（１）により解約となった場合	イ 55（解約等）（１）により解約となった場合
ロ 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合	ロ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合
ハ 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合	ハ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合
ニ 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合	ニ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合
ホ 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合	ホ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合
ヘ その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合	ヘ その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(~~4~~)　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。 イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，~~当社への~~支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 なお，(~~3~~)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。	(５)　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(４)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(４)イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(４)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(４)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(４)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 なお，(４)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。
(~~5~~)　当社は，(~~2~~)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	(６)　当社は，(３)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
~~34~~　**料金その他の支払方法** （１）　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融	35　**料金その他の支払方法** （１）　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。	機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。
ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。	ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。
ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。	ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。
ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
（２）　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。	（２）　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。
イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。	イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。
ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。	ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。
ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。	ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。
ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
	（３）　発電者の料金その他の支払方法は，次によります。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。 なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。 ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。 (ｲ)　発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合 (ﾛ)　発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。 (ﾊ)　その他当社が必要と認めた場合 ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。 (ｲ)　イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。 (ﾛ)　ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。 ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。 ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。
(~~3~~) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。	(4) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。
イ 需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。	イ 需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。
ロ イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。	ロ イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。
ハ 料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。	ハ 料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。
ニ 需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	ニ 需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
(~~4~~) 当社の料金の支払方法は，次によります。	(5) 当社の料金の支払方法は，次によります。
イ 当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。 なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。	イ 当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。 なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。
ロ 料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。	ロ 料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。
ハ 当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。	ハ 当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~35~~ 保　　証　　金	36 保　　証　　金
（１）　契約者の場合は，次によります。	（１）　契約者の場合は，次によります。
イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。	イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。
(ｲ)　料金の支払いの延滞があった場合	(ｲ)　料金の支払いの延滞があった場合
(ﾛ)　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，~~30~~（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または~~30~~（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，~~39~~（適正契約の保持等）（３）によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。	(ﾛ)　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，40（適正契約の保持等）（３）によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。
(ﾊ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合	(ﾊ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合
ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。	ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。
ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。	ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。
ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。	ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。
ホ　当社は，保証金について利息を付しません。	ホ　当社は，保証金について利息を付しません。
ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
（２）　発電契約者の場合は，次によります。	（２）　発電契約者の場合は，次によります。
イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。	イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。	ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。
ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。	ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。
ニ　当社は，保証金について利息を付しません。	ニ　当社は，保証金について利息を付しません。
ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
	（３）　発電者の場合は，次によります。
	イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
	ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。
	ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。
	ニ　当社は，保証金について利息を付しません。
	ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
（~~３~~）　需要抑制契約者の場合は，次によります。	（４）　需要抑制契約者の場合は，次によります。
イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。	イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。	ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。
ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。	ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。
ニ　当社は，保証金について利息を付しません。	ニ　当社は，保証金について利息を付しません。
ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した	ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
~~36~~ 連　帯　責　任 １接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。	37 連　帯　責　任 １接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。
Ⅴ　供　　給	Ⅴ　供　　給
~~37~~ 託送供給等の実施 （１） 接続供給の場合 イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。 （ｲ） 契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。 （ﾛ） 契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。 ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。 ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	38 託送供給等の実施 （１） 接続供給の場合 イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。 （ｲ） 契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。 （ﾛ） 契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。 ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。 ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
なお，当社は，~~38~~（給電指令の実施等）および~~75~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。	なお，当社は，39（給電指令の実施等）および76（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。
（２）　振替供給の場合	（２）　振替供給の場合
イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
（３）　発電量調整供給の場合	（３）　発電量調整供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
(ｲ)　発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。	(ｲ)　発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
(ﾛ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。	(ﾛ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。
ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。 なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。	ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。 なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。
チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお，当社は，~~38~~（給電指令の実施等）および~~75~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。	チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお，当社は，39（給電指令の実施等）および76（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
（４） 需要抑制量調整供給の場合	（４） 需要抑制量調整供給の場合
イ 電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ 電力量については，次のとおりにしていただきます。
(ｲ) 需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。	(ｲ) 需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
(ﾛ) 需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。	(ﾛ) 需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。
ロ 需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ 需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ 原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。	ハ 原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。
ニ 需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ 需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ 当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ホ 当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ヘ 需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ヘ 需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ト 需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ト 需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~38~~　給電指令の実施等	39　給電指令の実施等
（１）　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，~~37~~（託送供給等の実施）（３）ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。	（１）　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）（３）ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。
（２）　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。	（２）　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。
イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合	イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合
ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合	ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合
ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合	ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合
ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。	ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。
ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。	ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設	ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
備等の出力を抑制する必要が生じたとき。 ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合 （３）　当社は，低圧で受電または供給する場合で，（２）イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。 （４）　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。 （５）　当社は，発電量調整供給において，（２）イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。 （６）　当社は，発電量調整供給において，（２）ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に	備等の出力を抑制する必要が生じたとき。 ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合 （３）　当社は，低圧で受電または供給する場合で，（２）イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。 （４）　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。 （５）　当社は，発電量調整供給において，（２）イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。 （６）　当社は，発電量調整供給において，（２）ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。 ~~(7)　当社は，(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。~~ ~~イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。~~ ~~(イ)　割 引 の 対 象~~ ~~電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハまたはニの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。~~ ~~(ロ)　割　　引　　率~~ ~~１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。~~ ~~(ハ)　制限または中止延べ日数の計算~~ ~~延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。~~ ~~ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合~~ ~~(イ)　割 引 の 対 象~~ ~~当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハまたはニの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。~~ ~~(ロ)　割　　引　　率~~	係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。~~ ~~(ハ) 制限または中止延べ時間数の計算~~ ~~延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。~~ ~~なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。~~ ~~（算　　式）~~ ~~ａ　接続供給電力を制限した場合~~ ~~H’＝H×（D－d）／D~~ ~~H’＝　修正時間~~ ~~H　＝　制限時間~~ ~~D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力~~ ~~d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値~~ ~~ｂ　接続供給電力量を制限した場合~~ ~~H’＝H×（A－B）／A~~ ~~H’＝　修正時間~~ ~~H　＝　制限時間~~ ~~A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量~~ ~~B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量~~ ~~ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。~~	（７）　当社は，（２）イ，ロ，ホ，ヘ，トまたは（３）によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，（２）ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限りま

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	す。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または(２)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット未満となるとき。 (ｲ)　割 引 の 対 象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）（１)イ，ハ，ニまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 (ﾊ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合 (ｲ)　割 引 の 対 象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）（１)イ，ハ，ニまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。 (ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） a　発電量調整受電電力を制限した場合 H’＝H×（D－d）／D H’＝　修正時間 H　＝　制限時間 D　＝　当該受電地点の同時最大受電電力 d　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値 b　発電量調整受電電力量を制限した場合 H’＝H×（A－B）／A H’＝　修正時間 H　＝　制限時間 A　＝　制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量 B　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量 c　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。
（８）（７）による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が~~契約者~~に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。 ~~なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。~~	（８）（７）による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。
	（９）当社は，（２）または（３）によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。
（~~９~~）予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合~~には，（７）および（８）に準じて割引を行ない料金を算定いたします~~。	（10）予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。
（~~10~~）当社は，（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実	（11）当社は，（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
~~39~~　適正契約の保持等 （１）　当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 （２）　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 （３）　当社は，~~30~~（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），~~30~~（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または~~30~~（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。	40　適正契約の保持等 （１）　当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 （２）　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 （３）　当社は，31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~40~~ 契 約 超 過 金	41 契 約 超 過 金
（１） 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。 なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。	（１） 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。 なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。 （２） 発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。 なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。 イ 発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 (ｲ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。 (ﾛ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ロ 発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	(ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ﾊ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 (ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (ﾛ)　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。 (ﾊ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア (ﾆ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ﾎ)　附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット （３）　契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~（２）　契約超過金は，~~契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。	イ　契約者の場合 契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。 ロ　発電者の場合 同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。
~~41~~　力率の保持 （１）　低圧で供給する場合 イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。 ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 なお，進相用コンデンサは，別表12（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。 （２）　高圧または特別高圧で供給する場合 イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として85パーセント以上に保持していただきます。 なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。 ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることお	**42　力率の保持** （１）　低圧で供給する場合 イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。 ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 なお，進相用コンデンサは，別表12（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。 （２）　高圧または特別高圧で供給する場合 イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として85パーセント以上に保持していただきます。 なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。 ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることお

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
よび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。 なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。	よび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。 なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。
~~42~~　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 （１）　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査 （２）　~~75~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 （３）　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認 （４）　計量器の検針または計量値の確認 （５）　44（託送供給等の停止），~~52~~（契約の廃止）または~~54~~（解約等）により必要な処置 （６）　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約~~および~~発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務	**43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施** 当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 （１）　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査 （２）　76（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 （３）　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認 （４）　計量器の検針または計量値の確認 （５）　45（託送供給等の停止），53（契約の廃止）または55（解約等）により必要な処置 （６）　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務
~~43~~　託送供給等にともなう協力 （１）　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最	**44　託送供給等にともなう協力** （１）　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。 イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合 ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合 ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合 ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合	も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。 イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合 ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合 ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合 ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合
（２）　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，（１）に準じて取り扱います。 なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。	（２）　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，（１）に準じて取り扱います。 なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。
44　託送供給等の停止 （１）　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合 ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合 ハ　~~61~~（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合 （２）　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~また~~は発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合	**45　託送供給等の停止** （１）　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合 ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合 ハ　62（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合 （２）　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，~~または~~電気を使用された場合	ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合
ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合	ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合
ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。	ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。
ホ　~~42~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合	ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合
ヘ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合	ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合
（３）　契約者~~または~~発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~発電契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	（３）　契約者，発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合	イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合
ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合	ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合
ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合	ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合
ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合	ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合
ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕（３）イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕（３）イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕（３）ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕（３）ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）	ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕（３）イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕（３）イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕（３）ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕（３）ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）
（４）　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	（４）　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
（５）　（１）から（４）によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者また	（５）　（１）から（４）によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者また

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
は需要者にお知らせすることがあります。	は需要者にお知らせすることがあります。
~~45~~　託送供給等の停止の解除 ~~44~~（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。	**46　託送供給等の停止の解除** 45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。
~~46~~　託送供給の停止期間中の料金 ~~44~~（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を~~32~~（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。	**47　託送供給等の停止期間中の料金** 45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。
~~47~~　違　　約　　金 （１）　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。 イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　44（託送供給等の停止）（２）ロ，ハまたはニの場合 （２）　（１）の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 （３）　不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。	**48　違　　約　　金** （１）　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。 イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　45（託送供給等の停止）（２）ロ，ハまたはニの場合 （２）　（１）の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 （３）　不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。
~~48~~　損害賠償の免責 （１）　11（託送供給等の開始）（２）によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，~~38~~（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の	**49　損害賠償の免責** （１）　11（託送供給等の開始）（２）によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。	電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。
（２） ~~44~~（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または~~54~~（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。	（２） 45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または55（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。
（３） ~~44~~（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または~~54~~（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が~~54~~（解約等）（１）ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。	（３） 45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が55（解約等）（１）ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。
（４） 当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。	（４） 当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。
~~49~~ 設 備 の 賠 償 契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。 （１） 修理可能の場合 修理費 （２） 亡失または修理不可能の場合 帳簿価額と取替工費との合計額	**50 設 備 の 賠 償** 契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。 （１） 修理可能の場合 修理費 （２） 亡失または修理不可能の場合 帳簿価額と取替工費との合計額

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
Ⅵ　契約の変更および終了	**Ⅵ　契約の変更および終了**
~~50~~ 契 約 の 変 更	51 契 約 の 変 更
（１） 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。	（１） 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。
（２） 契約電力等の減少を希望される場合の（１）による契約の変更は，次のとおりといたします。	（２） 契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の（１）による契約の変更は，次のとおりといたします。 ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。
イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。	イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。
ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。 （ｲ） 当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。	ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。 （ｲ） 当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。
（ﾛ） 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可	（ﾛ） 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
能となった日に減少するものといたします。	契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。
（３） 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの（１）による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。	（３） 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの（１）による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。
イ 需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。	イ 需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。
また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。	また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。
ロ 需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。	ロ 需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。
ハ イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。	ハ イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。
（４） 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。	（４） 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。
なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるた	なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるた

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
めの処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	めの処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~51~~ 名 義 の 変 更 合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者~~または~~発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約~~または~~当該発電量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）（１）~~チ~~に定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。	52 名 義 の 変 更 合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，８（契約の要件）（１）リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。
~~52~~ 契 約 の 廃 止 （１） 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。	53 契 約 の 廃 止 （１） 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 （２） 当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかか

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	わらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，（１）にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。
（~~２~~） 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，~~54~~（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。	（３） 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。
イ 当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。	イ 当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。
ロ 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。	ロ 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。
	（４） 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
（~~３~~） 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものとい	（５） 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものとい

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
たします。	たします。
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 （１）　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。 イ　接続供給の場合 （ｲ）　低圧で供給する場合 a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，~~72~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，	**54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算** （１）　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。 イ　接続供給の場合 （ｲ）　低圧で供給する場合 a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，<u>73</u>（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。	さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。
また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，~~72~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。	また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。
なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。	なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。
c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。	c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。
d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。	d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。
(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合	(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合
a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，~~72~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。	a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。
なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。	なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，~~72~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。	b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。
(ﾊ)　19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕（２）ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕（２）イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。	(ﾊ)　19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕（２）ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕（２）イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。
ﾛ　発電量調整供給の場合	ﾛ　発電量調整供給の場合
(ｲ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	(ｲ)　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
(ﾛ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，ま	(ﾛ)　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
たは増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
（２） 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，（１）にかかわらず精算いたしません。 なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に（１）に準じて精算を行ないます。	（２） 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，（１）にかかわらず精算いたしません。 なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に（１）に準じて精算を行ないます。
（３） 非常変災等やむをえない理由による場合は，（１）にかかわらず精算いたしません。	（３） 非常変災等やむをえない理由による場合は，（１）にかかわらず精算いたしません。
~~54~~ 解　約　等	55 解　約　等
（１） 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	（１） 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~なお，~~この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。
また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。	また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。
イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合	イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合
(ｲ)　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	(ｲ)　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
	(ﾛ)　発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関す

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	る期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。
(ﾇ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	(ﾊ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
(ﾈ) 料金以外の債務を支払われない場合	(ﾆ) 料金以外の債務を支払われない場合
	(ﾎ) 当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合
ハ 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。	ハ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。
(ｲ) ８（契約の要件）を欠くに至った場合	(ｲ) ８（契約の要件）を欠くに至った場合
(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。	(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。
(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合	(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合
(ﾄ) その他この約款に反した場合	(ﾄ) その他この約款に反した場合
（２） 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。	（２） 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。
この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させ	この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させ

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
るための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	るための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 （３） 発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。 （４） 発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。 なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 （５） 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が（１）によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~55~~ 契約消滅後の債権債務関係 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。	56 契約消滅後の債権債務関係 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**
~~56~~　**受電地点，供給地点および施設**	57　**受電地点，供給地点および施設**
（１）　受　電　地　点	（１）　受　電　地　点
イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。	イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。
ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。	ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。
(ｲ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合	(ｲ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合
(ﾛ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合	(ﾛ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合
(ﾊ)　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。	(ﾊ)　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。
(ﾆ)　~~58~~（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を受電する場合	(ﾆ)　59（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を受電する場合
(ﾎ)　その他特別の事情がある場合	(ﾎ)　その他特別の事情がある場合
（２）　供　給　地　点	（２）　供　給　地　点
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(ｲ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。	(ｲ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。
(ﾛ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。	(ﾛ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。
ａ　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合	ａ　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合 c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 d　~~58~~（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を供給する場合 e　その他特別の事情がある場合 ロ　振替供給の場合 供給地点は，会社間連系点といたします。	b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合 c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 d　59（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を供給する場合 e　その他特別の事情がある場合 ロ　振替供給の場合 供給地点は，会社間連系点といたします。
（３）　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。 なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。	（３）　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。 なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。
（４）　付帯設備（（３）により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。	（４）　付帯設備（（３）により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。
（５）　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，（１）または（２）に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。	（５）　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，（１）または（２）に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。
~~57~~　架 空 引 込 線	58　架 空 引 込 線
（１）　当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。	（１）　当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
（２） 引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。	（２） 引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。
（３） 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。	（３） 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。
（４） 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。	（４） 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。
（５） 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。 イ 当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。 ロ イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。	（５） 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。 イ 当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。 ロ イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。
~~58~~ 地 中 引 込 線	59 地 中 引 込 線
（１） 架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者	（１） 架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。 イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点 ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点 なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。	の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。 イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点 ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点 なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。
（２）（１）により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。 イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所 ロ　建物の３階以下にある場所 ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所	（２）（１）により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。 イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所 ロ　建物の３階以下にある場所 ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所
（３）　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。 なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。 イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。） ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール	（３）　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。 なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。 イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。） ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
ハ　その他イまたはロに準ずる設備 （４）　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，（１）に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，~~66~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２），（４）または~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。	ハ　その他イまたはロに準ずる設備 （４）　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，（１）に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２），（４）または70（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。
~~59~~　連接引込線等 （１）　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。 なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。 （２）　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。 イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。 ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。	60　連接引込線等 （１）　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。 なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。 （２）　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。 イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。 ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~60~~　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。 なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。	61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。 なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。
~~61~~　引込線の接続 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。 なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。	62　引込線の接続 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。 なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。
~~62~~　計量器等の取付け （１）　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の２次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。 イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。 ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は~~67~~（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を	63　計量器等の取付け （１）　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の２次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。 イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。 ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は68（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
発電契約者から申し受けます。 （２） 計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。 （３） 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，（１）により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。 （４） 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。 （５） 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。 （６） 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。	発電契約者から申し受けます。 （２） 計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。 （３） 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，（１）により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。 （４） 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。 （５） 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。 （６） 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。
~~63~~ **通信設備等の施設** （１） 給電指令上必要な通信設備等は，当社の所有とし，工事費負担金として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。 （２） 通信設備等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 なお，通信設備等の施設場所については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。 （３） 契約者または発電契約者の希望によって，通信設備等の施設場所を変更し，またはこ	64 **通信設備等の施設** （１） 給電指令上必要な通信設備等は，当社の所有とし，工事費負担金として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。 （２） 通信設備等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 なお，通信設備等の施設場所については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。 （３） 契約者または発電契約者の希望によって，通信設備等の施設場所を変更し，またはこ

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
れに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。 （４） 系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。 なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。	れに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。 （４） 系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。 なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。
~~64~~ 専用供給設備 （１） 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については~~66~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）または（４）の工事費負担金を，供給地点への供給設備については~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を申し受けます。 イ 契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合 ロ ~~43~~（託送供給等にともなう協力）の場合 ハ 発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合 （２） （１）の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。 （３） （２）において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。 （４） （１）および（２）において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。	65 専用供給設備 （１） 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については67（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）または（４）の工事費負担金を，供給地点への供給設備については70（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を申し受けます。 イ 契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合 ロ 44（託送供給等にともなう協力）の場合 ハ 発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合 （２） （１）の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。 （３） （２）において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。 （４） （１）および（２）において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
（５） 当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，（１）イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。 イ ２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。 ロ 契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合	（５） 当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，（１）イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。 イ ２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。 ロ 契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合
~~65~~ 電流制限器等の取付け （１） 需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。 （２） 電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。 （３） 契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。	66 電流制限器等の取付け （１） 需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。 （２） 電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。 （３） 契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。
Ⅷ 工事費の負担	**Ⅷ 工事費の負担**
~~66~~ 受電地点への供給設備の工事費負担金 （１） 受電側接続設備の工事費負担金 イ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表13（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的とし	67 受電地点への供給設備の工事費負担金 （１） 受電側接続設備の工事費負担金 イ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表13（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的とし

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
て施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ~~（~~工事費の負担~~）~~の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。	て施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。
（２） 受電地点への特別供給設備の工事費負担金	（２） 受電地点への特別供給設備の工事費負担金
イ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(ｲ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，（１）の工事費負担金を申し受けます。	(ｲ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，（１）の工事費負担金を申し受けます。
(ﾛ) ~~64~~（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，~~64~~（専用供給設備）（２）によるものといたします。	(ﾛ) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）（２）によるものといたします。
(ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額	(ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額
ａ 当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150731資第59号認可。）65（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ(ﾊ)ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。	ａ 当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150731資第59号認可。）65（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ(ﾊ)ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。
ｂ 発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額	ｂ 発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
新増加契約受電電力１キロワットにつき　2,090円00銭	新増加契約受電電力１キロワットにつき　2,090円00銭
ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，~~64~~（専用供給設備）（２）によるものといたします。	ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）（２）によるものといたします。
（３）　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	（３）　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，~~61~~（引込線の接続），~~62~~（計量器等の取付け）または~~63~~（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
（４）　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，（２）イ(ｲ)，(ﾛ)および（３）にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（（２）イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	（４）　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，（２）イ(ｲ)，(ﾛ)および（３）にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（（２）イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
（５）　工事費の算定 （１），（２），（３）および（４）の場合の工事費は，次により算定いたします。	（５）　工事費の算定 （１），（２），（３）および（４）の場合の工事費は，次により算定いたします。
イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。	イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。
(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。	(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。	なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。
(ﾛ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。	(ﾛ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。
(ﾊ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	(ﾊ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
(ﾆ)　架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	(ﾆ)　架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
(ﾎ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。	(ﾎ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。
(ﾍ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。	(ﾍ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。
ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。	ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。
ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。	ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。
(ｲ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$	(ｲ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$
(ﾛ)　管路等を利用して電気を受電する場合	(ﾛ)　管路等を利用して電気を受電する場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
工事費 × 使用孔数 施設孔数－予備孔数	工事費 × 使用孔数 施設孔数－予備孔数
ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。	ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。
ホ　（２）イ(ハ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。	ホ　（２）イ(ハ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。
ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
（６）　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。	（６）　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。
イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。	イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。
ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。	ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。
（７）　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときに	（７）　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときに

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
は，当社は，（１），（２）または（４）にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，（２）の場合に準じて算定いたします。	は，当社は，（１），（２）または（４）にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，（２）の場合に準じて算定いたします。
~~67~~　受電用計量器等の工事費負担金 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	68　受電用計量器等の工事費負担金 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
~~68~~　会社間連系設備の工事費負担金 契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。	69　会社間連系設備の工事費負担金 契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。
~~69~~　供給地点への供給設備の工事費負担金 （１）　供給側接続設備の工事費負担金 イ　低圧または高圧で供給する場合 （ｲ）　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金	70　供給地点への供給設備の工事費負担金 （１）　供給側接続設備の工事費負担金 イ　低圧または高圧で供給する場合 （ｲ）　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
は，供給地点ごとに算定いたします。	は，供給地点ごとに算定いたします。
区　分 / 単　位 / 金　額 架空供給側接続設備の場合 / 超過こう長１メートルにつき / 3,520円00銭 地中供給側接続設備の場合 / 超過こう長１メートルにつき / 27,830円00銭	区　分 / 単　位 / 金　額 架空供給側接続設備の場合 / 超過こう長１メートルにつき / 3,520円00銭 地中供給側接続設備の場合 / 超過こう長１メートルにつき / 27,830円00銭
なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。	なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。
(ﾛ)　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。	(ﾛ)　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。
a　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(１)イ(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。	a　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(１)イ(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。
b　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除して~~得た~~値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。	b　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除して<u>えた</u>値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。
(ﾊ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。	(ﾊ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。
a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。	a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。
b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。	b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

託送供給等約款新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>託送供給等約款（令和６年４月１日実施）</th></tr>
<tr><td>
架空供給側接続設備の超過こう長

＝ 架空供給側接続－（ 地中供給側接続 － 地中供給側接続）

設備の工事こう長　　設備の無償こう長　設備の工事こう長

× 架空供給側接続設備の無償こう長
―――――――――――――――
地中供給側接続設備の無償こう長

ロ　特別高圧で供給する場合
(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。
ａ　工　　事　　費
(a)　架空供給側接続設備の場合
（工事こう長100メートル当たり）
<table>
<tr><td rowspan="3">新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき</td><td>標準電圧20,000ボルトで供給する場合</td><td>583円00銭</td></tr>
<tr><td>標準電圧60,000ボルトで供給する場合</td><td>198円00銭</td></tr>
<tr><td>標準電圧140,000ボルトで供給する場合</td><td>99円00銭</td></tr>
</table>
なお，標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の15パーセントといた
</td><td>
架空供給側接続設備の超過こう長

＝ 架空供給側接続－（ 地中供給側接続 － 地中供給側接続）

設備の工事こう長　　設備の無償こう長　設備の工事こう長

× 架空供給側接続設備の無償こう長
―――――――――――――――
地中供給側接続設備の無償こう長

ロ　特別高圧で供給する場合
(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。
ａ　工　　事　　費
(a)　架空供給側接続設備の場合
（工事こう長100メートル当たり）
<table>
<tr><td rowspan="3">新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき</td><td>標準電圧20,000ボルトで供給する場合</td><td>583円00銭</td></tr>
<tr><td>標準電圧60,000ボルトで供給する場合</td><td>198円00銭</td></tr>
<tr><td>標準電圧140,000ボルトで供給する場合</td><td>99円00銭</td></tr>
</table>
なお，標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の15パーセントといた
</td></tr>
</table>

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
します。	します。
(b)　地中供給側接続設備の場合	(b)　地中供給側接続設備の場合
（工事こう長100メートル当たり）	（工事こう長100メートル当たり）
新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　標準電圧20,000ボルトで供給する場合　649円00銭	新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　標準電圧20,000ボルトで供給する場合　649円00銭
新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　標準電圧60,000ボルトで供給する場合　594円00銭	新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　標準電圧60,000ボルトで供給する場合　594円00銭
新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　標準電圧140,000ボルトで供給する場合　264円00銭	新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　標準電圧140,000ボルトで供給する場合　264円00銭
なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。	なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。
(c)　スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(b)にかかわらず，別表14（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。	(c)　スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(b)にかかわらず，別表14（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。
なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として３回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の２次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。	なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として３回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の２次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。
b　当 社 負 担 額	b　当 社 負 担 額
新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　5,500円00銭	新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　5,500円00銭
(ﾛ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。	(ﾛ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。
ハ　19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この（１）の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。	ハ　19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この（１）の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。
ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。	ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。
(ｲ)　供給側接続設備	(ｲ)　供給側接続設備

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。	供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。
(ﾛ) 供 給 地 点 会社間連系点以外の供給地点をいいます。	(ﾛ) 供 給 地 点 会社間連系点以外の供給地点をいいます。
(ﾊ) 工 事 こ う 長 標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。 なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。	(ﾊ) 工 事 こ う 長 標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。 なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。
ホ 低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。	ホ 低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。
(ｲ) 電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量	(ｲ) 電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量
(ﾛ) 契 約 電 力	(ﾛ) 契 約 電 力
(ﾊ) 契 約 電 流	(ﾊ) 契 約 電 流
(ﾆ) 契 約 容 量	(ﾆ) 契 約 容 量
なお，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。 また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。	なお，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。 また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。
ヘ 高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕（２）ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕（２）イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サ	ヘ 高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕（２）ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕（２）イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サ

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
ービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。	ービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。
（２） 供給地点への特別供給設備の工事費負担金	（２） 供給地点への特別供給設備の工事費負担金
イ 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	イ 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
(ｲ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，（１）の工事費負担金を申し受けます。 ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。	(ｲ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，（１）の工事費負担金を申し受けます。 ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。
(ﾛ) ~~64~~（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，~~64~~（専用供給設備）（２）によるものといたします。	(ﾛ) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）（２）によるものといたします。
ロ 19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，~~64~~（専用供給設備）（２）によるものといたします。	ロ 19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）（２）によるものといたします。
（３） 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	（３） 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ 契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にと	イ 契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にと

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
もなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，~~61~~（引込線の接続），~~62~~（計量器等の取付け），~~63~~（通信設備等の施設）または~~65~~（電流制限器等の取付け）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	もなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け），64（通信設備等の施設）または66（電流制限器等の取付け）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
ロ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
（４）　工事費の算定	（４）　工事費の算定
（２）および（３）の場合の工事費は，次により算定いたします。	（２）および（３）の場合の工事費は，次により算定いたします。
イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。	イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。
なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。	なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。
また，算定にあたっては，次のとおりといたします。	また，算定にあたっては，次のとおりといたします。
(ｲ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。	(ｲ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。
(ﾛ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	(ﾛ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
(ﾊ)　架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	(ﾊ)　架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
(ﾆ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。	(ﾆ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。
(ﾎ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。	(ﾎ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(ﾍ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，~~72~~（臨時工事費）に準じて算定いたします。	(ﾍ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，73（臨時工事費）に準じて算定いたします。
ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。	ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。
ハ　低圧または高圧で供給する場合で，（２）イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を（１）イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも（１）イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。	ハ　低圧または高圧で供給する場合で，（２）イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を（１）イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも（１）イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。
ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。	ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。
(ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$	(ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$
(ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$	(ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$
ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，（１）ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。	ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，（１）ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。
ヘ　（２）ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。	ヘ　（２）ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(ｲ)　高圧で供給する場合 （１）イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を（１）イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。	(ｲ)　高圧で供給する場合 （１）イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を（１）イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。
(ﾛ)　特別高圧で供給する場合 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，（１）ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。 なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，（１）ロ(ｲ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。	(ﾛ)　特別高圧で供給する場合 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，（１）ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。 なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，（１）ロ(ｲ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。
ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
（５）　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，（１）または（２）にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，（２）の場合に準じて算定いたします。	（５）　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，（１）または（２）にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，（２）の場合に準じて算定いたします。
~~70~~　**工事費負担金の申受けおよび精算** （１）　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。 なお，９（検討および契約の申込み）（４）にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。 （２）　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。	71　**工事費負担金の申受けおよび精算** （１）　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。 なお，９（検討および契約の申込み）（４）にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。 （２）　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
イ　~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。	イ　70（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。
(ｲ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合	(ｲ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合
(ﾛ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合	(ﾛ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合
ロ　~~66~~（受電地点への供給設備の工事費負担金），~~67~~（受電用計量器等の工事費負担金），~~68~~（会社間連系設備の工事費負担金），~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）（~~69~~〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕（１）の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）（３）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。	ロ　67（受電地点への供給設備の工事費負担金），68（受電用計量器等の工事費負担金），69（会社間連系設備の工事費負担金），70（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）（70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕（１）の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および70（供給地点への供給設備の工事費負担金）（３）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。
(ｲ)　低圧または高圧で受電または供給する場合	(ｲ)　低圧または高圧で受電または供給する場合
a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合	a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合
b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）	b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）
c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合	c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合
(ﾛ)　特別高圧で受電または供給する場合 原則としてすべての場合	(ﾛ)　特別高圧で受電または供給する場合 原則としてすべての場合
（３）　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。	（３）　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。
（４）　当社は，~~66~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ(ﾊ)に定める供給設備の全	（４）　当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ(ﾊ)に定める供給設備の全

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。	部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。
（５） 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。 なお，その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。	（５） 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。 なお，その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。
（６） 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）の工事費負担金を当初に申し受けます。 また，工事費負担金契約書（~~73~~〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。	（６） 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される70（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）の工事費負担金を当初に申し受けます。 また，工事費負担金契約書（74〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。
~~71~~ **供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け** （１） 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合	72 **供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け** （１） 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。 なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。 （２） 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。 なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。 また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。	供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。 なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。 （２） 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。 なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。 また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。
~~72~~ 臨 時 工 事 費 （１） 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。 なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。 また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。	**73 臨 時 工 事 費** （１） 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。 なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。 また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
（２） 臨時工事費を申し受ける場合は，~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。 （３） 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。 （４） 臨時工事費の精算は，~~70~~（工事費負担金の申受けおよび精算）（２）ロの場合に準ずるものといたします。	（２） 臨時工事費を申し受ける場合は，70（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。 （３） 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。 （４） 臨時工事費の精算は，71（工事費負担金の申受けおよび精算）（２）ロの場合に準ずるものといたします。
~~73~~ **工事費等に関する契約書の作成** 当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。	74 **工事費等に関する契約書の作成** 当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。
Ⅸ 保　　安	**Ⅸ 保　　安**
~~74~~ **保安の責任** 当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。	75 **保安の責任** 当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。
~~75~~ **保安等に対する発電者および需要者の協力** （１） 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。 イ 発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合 ロ 発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を	76 **保安等に対する発電者および需要者の協力** （１） 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。 イ 発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合 ロ 発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
及ぼすおそれがあると認めた場合 （２） 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，（１）に準じて，適当な処置をいたします。 （３） 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。 （４） 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。	及ぼすおそれがあると認めた場合 （２） 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，（１）に準じて，適当な処置をいたします。 （３） 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。 （４） 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。
~~76~~ 調　　査 （１） 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。 なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 （２） 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。 イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定 ロ　接地抵抗値の測定 ハ　点　　検 （３） 当社は，（１）の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。 なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。	77 調　　査 （１） 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。 なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 （２） 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。 イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定 ロ　接地抵抗値の測定 ハ　点　　検 （３） 当社は，（１）の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。 なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~77~~　調査等の委託 （１）　当社は，~~76~~（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 （２）　当社は，（１）によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。	**78　調査等の委託** （１）　当社は，77（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 （２）　当社は，（１）によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。
~~78~~　調査に対する需要者の協力 （１）　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。 （２）　当社は，~~76~~（調査）（１）により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。	**79　調査に対する需要者の協力** （１）　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。 （２）　当社は，77（調査）（１）により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。
~~79~~　検査または工事の受託 （１）　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。 （２）　（１）の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。 （３）　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。 （４）　（３）の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。	**80　検査または工事の受託** （１）　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。 （２）　（１）の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。 （３）　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。 （４）　（３）の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。
~~80~~　自家用電気工作物 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。 （１）　~~76~~（調査）	**81　自家用電気工作物** 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。 （１）　77（調査）

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
（２） ~~77~~（調査等の委託） （３） ~~78~~（調査に対する需要者の協力） （４） ~~79~~（検査または工事の受託）	（２） 78（調査等の委託） （３） 79（調査に対する需要者の協力） （４） 80（検査または工事の受託）
附　　則	**附　　則**
１　実　施　期　日 この約款は，令和~~5年12月27日~~から実施いたします。	**１　実　施　期　日** この約款は，令和6年４月１日から実施いたします。
４　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置 （１）に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 （１） 適　用　範　囲 イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 (ｲ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。） (ﾛ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続	**４　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置** （１）に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 （１） 適　用　範　囲 イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 (ｲ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。） (ﾛ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
供給電力量」といいます。）	供給電力量」といいます。）
ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等に~~従って~~揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。	ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。
（２）　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金	（２）　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金
接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) c，(ﾊ) c，(ﾆ) c，(ﾎ) c，(ﾍ) c，(ﾄ) c，ロ(ｲ) c，(ﾛ) c，(ﾊ) c，ハ(ｲ) c，(ﾛ) c もしくは(ﾊ) c，または，20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) c，(ﾆ) c，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。	接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) c，(ﾊ) c，(ﾆ) c，(ﾎ) c，(ﾍ) c，(ﾄ) c，ロ(ｲ) c，(ﾛ) c，(ﾊ) c，ハ(ｲ) c，(ﾛ) c もしくは(ﾊ) c，または，20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) c，(ﾆ) c，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。
なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）（４）ロにかかわらず，ロといたします。	なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）（４）ロにかかわらず，ロといたします。
イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量	イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量
(ｲ)　接続供給課金対象電力	(ｲ)　接続供給課金対象電力
当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10アンペアを１キロワットと，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。	当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10アンペアを１キロワットと，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。
接続供給課金対象電力＝揚水最大電力等×揚水等損失率 ＋その他最大電力等	接続供給課金対象電力＝揚水最大電力等×揚水等損失率 ＋その他最大電力等
(ﾛ)　接続供給課金対象電力量	(ﾛ)　接続供給課金対象電力量

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。 接続供給課金対象電力量＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率 ＋その他接続供給電力量	当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。 接続供給課金対象電力量＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率 ＋その他接続供給電力量
ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力 高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力 高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
ハ　そ　　の　　他 (ｲ)　19（接続送電サービス）（３）イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。 (ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。 (ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。	ハ　そ　　の　　他 (ｲ)　19（接続送電サービス）（３）イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。 (ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。 (ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。
（３）　電力および電力量の算定 当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対	（３）　電力および電力量の算定 当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。	応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。
イ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	イ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，~~30~~（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量 －接続対象計画電力量	ロ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量 －接続対象計画電力量
ハ　接続対象計画差対応余剰電力量	ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，~~30~~（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量 －接続対象電力量	接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量 －接続対象電力量
（４） 計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については，~~62~~（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，（１）イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，（１）ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。	（４） 計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，（１）イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，（１）ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。
（５） 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，~~29~~（計量）および附則７（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。	（５） 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則７（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
５　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］	５　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］
（１）　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	（１）　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。
（２）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。	（２）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。
（３）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，~~50~~（契約の変更）（３）に準じて契約を変更していただくことがあります。	（３）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，51（契約の変更）（３）に準じて契約を変更していただくことがあります。
（４）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。	（４）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。
（５）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイ	（５）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイ

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
オマスを電気に変換する認定発電設備（以下「バイオマス発電設備」といいます。）であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	オマスを電気に変換する認定発電設備（以下「バイオマス発電設備」といいます。）であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　８（契約の要件）（２）イは，適用いたしません。	イ　８（契約の要件）（２）イは，適用いたしません。
ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）（２）にかかわらず，18（料金）（２）に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）（２）にかかわらず，18（料金）（２）に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，~~25~~（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，~~25~~（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，~~38~~（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 この場合，~~25~~（給電指令時補給電力）（２）ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ~~25~~（給電指令時補給電力）（２）ロに準じて算定したものの合計といたします。	引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，39（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 この場合，26（給電指令時補給電力）（２）ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ26（給電指令時補給電力）（２）ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (ｲ)　~~28~~（料金の算定期間） (ﾛ)　~~32~~（料金の算定） (ﾊ)　~~33~~（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ)　~~34~~（料金その他の支払方法）	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (ｲ)　29（料金の算定期間） (ﾛ)　33（料金の算定） (ﾊ)　34（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ)　35（料金その他の支払方法）

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(ホ)　~~35~~（保証金）	(ホ)　36（保証金）
(ヘ)　~~47~~（違約金）	(ヘ)　48（違約金）
(ト)　~~54~~（解約等）	(ト)　55（解約等）
ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
（６）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（（５）において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	（６）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（（５）において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）（２）にかかわらず，18（料金）（２）に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。	イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）（２）にかかわらず，18（料金）（２）に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。
ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(ｲ)　~~28~~（料金の算定期間）	(ｲ)　29（料金の算定期間）
(ﾛ)　~~32~~（料金の算定）	(ﾛ)　33（料金の算定）
(ﾊ)　~~33~~（支払義務の発生および支払期日）	(ﾊ)　34（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ)　~~34~~（料金その他の支払方法）	(ﾆ)　35（料金その他の支払方法）
（７）　（１）により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。	（７）　（１）により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。
イ　適　　用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。	イ　適　　用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。
(ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合	(ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合
(ﾛ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合	(ﾛ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合
ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）（１）にかかわらず，１発電場所に~~つき~~，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電	ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）（１）にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　計　　量	ハ　計　　量
当社は，~~29~~（計量）（１）にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	当社は，30（計量）（１）にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
ニ　~~37~~（託送供給等の実施）（３）へは，適用いたしません。	ニ　38（託送供給等の実施）（３）へは，適用いたしません。
ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。	ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。
なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。	なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。
（８）　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	（８）　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。
イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。	イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，~~37~~（託送供給等の実施）（３）へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）（３）へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。	ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。
ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。	ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。
（９）　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。	（９）　その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。
６　~~発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等~~についての特別措置	**６　離島についての特別措置**
	（１）　系統連系受電サービス料金 電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は，22（系統連系受電サービス）（３）イにかかわらず，次のとおりといたします。 系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　**79円85銭**
（~~１~~）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 ~~電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）~~における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)，~~23~~（接続対象計画差対応電力）（２）イ(ハ)，~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)，~~25~~（給電指令時補給電力）（１）ニまたは（２）ニにかかわらず，次のとおりといたします。 １キロワット時につき　**71円~~67~~銭**	（２）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）（２）イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）（１）ニまたは（２）ニにかかわらず，次のとおりといたします。 １キロワット時につき　**71円53銭**
（~~２~~）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ハ)，~~23~~（接続対象計画差対応電力）（２）ロ(ハ)または~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりとい	（３）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）（２）ロ(ハ)または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりとい

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
たします。 １キロワット時につき　23円83銭	たします。 １キロワット時につき　23円83銭
７　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，~~29~~（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	**７　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い** 発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。
８　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置 （１）　30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの供給条件については，次のとおりといたします。 イ　料金の算定期間 送電サービス料金の算定期間は，前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（ただし，料金の算定期間の始期以降当該料金の算定期間の終期までの間に記録型計量器による計量が可能となった場合は，当該料金の算定期間の翌月の料金の算定期間は，当月の検針日から翌月の計量日の前日までの期間とし，当該料金の算定期間の翌々月以降の料金の算定期間は，本則によるものといたします。以下「検針期間等」といいます。）といたします。 ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，~~または~~供給地点を消滅させる場合の料金の算	**８　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置** （１）　30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの供給条件については，次のとおりといたします。 イ　料金の算定期間 送電サービス料金の算定期間は，前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（ただし，料金の算定期間の始期以降当該料金の算定期間の終期までの間に記録型計量器による計量が可能となった場合は，当該料金の算定期間の翌月の料金の算定期間は，当月の検針日から翌月の計量日の前日までの期間とし，当該料金の算定期間の翌々月以降の料金の算定期間は，本則によるものといたします。以下「供給側検針期間等」といいます。）といたします。 また，系統連系受電サービス料金の算定期間は，前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（ただし，料金の算定期間の始期以降当該料金の算定期間の終期までの間に記録型計量器による計量が可能となった場合は，当該料金の算定期間の翌月の料金の算定期間は，当月の検針日から翌月の計量日の前日までの期間とし，当該料金の算定期間の翌々月以降の料金の算定期間は，本則によるものといたします。以下「受電側検針期間等」といいます。）といたします。 ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合ま

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）といたします。	たは発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点または受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間（ただし，契約者または発電契約者が供給地点または受電地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）といたします。
ロ 料 金 の 算 定	ロ 料 金 の 算 定
(ｲ) ~~送電サービス料金~~は，~~32~~（料金の算定）（１）ロもしくは~~ハ~~の場合またはイの場合で検針期間等の日数がその検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るときを除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。	(ｲ) 当社は，33（料金の算定）（１）ロ，ハもしくはニの場合またはイの場合で供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の日数がその供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るときを除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。
(ﾛ) 当社は，~~32~~（料金の算定）（１）ロもしくは~~ハ~~の場合またはイの場合で検針期間等の日数がその検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，もしくは下回るときは，基本料金，予備送電サービス料金~~および~~ピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。	(ﾛ) 当社は，33（料金の算定）（１）ロ，ハもしくはニの場合またはイの場合で供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の日数がその供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，もしくは下回るときは，基本料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。
a 基本料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 １月の該当料金 × 日割計算対象日数 ／ 検針期間等の日数	a 基本料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 １月の該当料金 × 日割計算対象日数 ／ 供給側検針期間等または受電側検針期間等の日数
ただし，イの場合で検針期間等の日数がその検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るときは，	ただし，イの場合で供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の日数がその供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るときは，

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
１月の該当料金 ×　日割計算対象日数 ――――――― 暦　日　数 といたします。 b　ピークシフト割引額を日割りする場合 １月の該当割引額×　日割計算対象日数 ――――――― 検針期間等の日数 ただし，イの場合で検針期間等の日数がその検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るときは， １月の該当割引額×　日割計算対象日数 ――――――― 暦　日　数 といたします。 (ハ)　契約者が供給地点を新たに設定し，~~または~~供給地点を消滅させる場合の(ロ) a および b にいう検針期間等の日数は，~~32~~（料金の算定）(~~4~~)イまたはロに準ずるものといたします。この場合，~~32~~（料金の算定）(~~4~~)イまたはロにいう計量期間の日数は，検針期間等の日数といたします。 （２）　低圧で供給する場合で，記録型計量器以外の計量器で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。	１月の該当料金 ×　日割計算対象日数 ――――――― 暦　日　数 といたします。 b　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合 １月の該当割引額×　日割計算対象日数 ――――――― 供給側検針期間等または 受電側検針期間等の日数 ただし，イの場合で供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の日数がその供給側検針期間等もしくは受電側検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るときは， １月の該当割引額×　日割計算対象日数 ――――――― 暦　日　数 といたします。 (ハ)　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(ロ) a および b にいう供給側検針期間等または受電側検針期間等の日数は，33（料金の算定）(5)イまたはロに準ずるものといたします。この場合，33（料金の算定）(5)イまたはロにいう供給側計量期間または受電側計量期間の日数は，供給側検針期間等または受電側検針期間等の日数といたします。 （２）　低圧で供給する場合で，記録型計量器以外の計量器で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量 その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。	イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量 その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。
ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量 ハ，19（接続送電サービス）（２）イ(ﾛ)，(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）（２）イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。 この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。	ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量 ハ，19（接続送電サービス）（２）イ(ﾛ)，(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）（２）イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。 この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。
ハ　接続送電サービス契約電力 契約者が19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。	ハ　接続送電サービス契約電力 契約者が19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。
（３）　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型	（３）　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。	計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。
９　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置 （１）　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，~~30~~（電力および電力量の算定）（２）イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 （２）　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。	**９　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置** （１）　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）（２）イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 （２）　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。
10　損害賠償の免責についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］ 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，~~38~~（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，~~48~~（損害賠償の免責）（１）にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。	**10　損害賠償の免責についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］** 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，49（損害賠償の免責）（１）にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
12　受電地点への供給設備の工事費負担金［電源接続案件募集プロセス］ ２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合であって，発電契約者ごとの共用部分の工事費を電源接続案件募集プロセスにおける入札等によって算定するときは，~~66~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）（６）ロにかかわらず，当該入札等において算定された金額を，発電契約者ごとの共用部分の工事費といたします。	**12　受電地点への供給設備の工事費負担金［電源接続案件募集プロセス］** ２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合であって，発電契約者ごとの共用部分の工事費を電源接続案件募集プロセスにおける入札等によって算定するときは，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）（６）ロにかかわらず，当該入札等において算定された金額を，発電契約者ごとの共用部分の工事費といたします。
13　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合の費用の申受け［電源接続案件募集プロセス］ 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等で，発電契約者との間で電源接続案件募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定めるときは，~~71~~（供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け）（２）ただし書にかかわらず，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。	**13　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合の費用の申受け［電源接続案件募集プロセス］** 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等で，発電契約者との間で電源接続案件募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定めるときは，72（供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け）（２）ただし書にかかわらず，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。
14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 （１）　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適　用　範　囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (ｲ)　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間 (ﾛ)　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の	**14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置** （１）　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適　用　範　囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (ｲ)　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間 (ﾛ)　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，12月30日および12月31日の午前８時から午後４時までの時間	祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，12月30日および12月31日の午前８時から午後４時までの時間
(ハ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）	(ハ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）
ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出	ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出
(イ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に~~かかる~~事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。	(イ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。
(ロ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。	(ロ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。
ハ　接続送電サービス契約電力	ハ　接続送電サービス契約電力
接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）（２）ニによって定めた値といたします。	接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）（２）ニによって定めた値といたします。
なお，19（接続送電サービス）（２）ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）（２）ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。	なお，19（接続送電サービス）（２）ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）（２）ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。
ニ　接続送電サービス料金	ニ　接続送電サービス料金
この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）（３）ロ(イ) c (a)，(ロ) c (a)，ハ(イ) c (a)または(ロ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）（３）ロ(イ) c (a)，(ロ) c (a)，ハ(イ) c (a)または(ロ) c (a)に準じて算定いたします。	この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）（３）ロ(イ) c (a)，(ロ) c (a)，ハ(イ) c (a)または(ロ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）（３）ロ(イ) c (a)，(ロ) c (a)，ハ(イ) c (a)または(ロ) c (a)に準じて算定いたします。
ホ　そ　の　他	ホ　そ　の　他
(イ)当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。	(イ)当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。	(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。
（２）　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置	（２）　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置
イ　19（接続送電サービス）（４）の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）（４）にかかわらず，19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	イ　19（接続送電サービス）（４）の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）（４）にかかわらず，19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。	(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。
(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）（４）の取扱い適用後１年に満たない場合は，	(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）（４）の取扱い適用後１年に満たない場合は，

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕（４）によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕（４）によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
(ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）（４）ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）（４）ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。	(ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）（４）ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）（４）ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。
ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。	(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。
(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト	(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 ハ　附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）（２）ロ~~もしくは~~イ(ﾛ)~~または~~ロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 ハ　附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）（２）ロ<u>または</u>イ(ﾛ)<u>もしくは</u>ロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が令和５年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が令和５年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，~~25~~（給電指令時補給電力）（２）ニ，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。	**16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置** <u>39</u>（給電指令の実施等）（２）への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が令和５年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が令和５年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，<u>26</u>（給電指令時補給電力）（２）ニ，<u>31</u>（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
17　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受	**17　バランシンググループの設定に係る特別措置** 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。	電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。
（１） 代表契約者の選任	（１） 代表契約者の選任
契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。	契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。
イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。	イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。
ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。	ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。
（２） 契 約 の 要 件	（２） 契 約 の 要 件
需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特	需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）（~~3~~）イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。	定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）（4）イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。
イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。	イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。
(ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）	(ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）
(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期	(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期
ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。	ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。
ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。	ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。
ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。	ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。
ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。	ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。
（３）　供給および契約の単位	（３）　供給および契約の単位
イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。	イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。
ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（~~30~~〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める	ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。
（４） 料　　金	（４） 料　　金
イ　発電量調整受電計画差対応電力	イ　発電量調整受電計画差対応電力
発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ) 適　　用	(ｲ) 適　　用
発電バランシンググループにおいて，~~38~~（給電指令の実施等）（５）~~または~~（６）~~もしくは~~配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）（５）もしくは（６）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力	(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力
a　発電量調整受電計画差対応補給電力	a　発電量調整受電計画差対応補給電力
(a) 適　用　範　囲	(a) 適　用　範　囲
30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金	(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金
発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価	(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価
発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　発電量調整受電計画差対応余剰電力	b　発電量調整受電計画差対応余剰電力

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(a)　適　用　範　囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	(a)　適　用　範　囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	(c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，~~23~~（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ)　適　　用 ~~38~~（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	(ｲ)　適　　用 39（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ)　接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	(ﾛ)　接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b)　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(b)　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　接続対象計画差対応余剰電力	b　接続対象計画差対応余剰電力
(a)　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(５)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	(a)　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(５)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ)　適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。	(ｲ)　適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。
(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力	(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力
a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力	a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力
(a)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(５)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いた	(a)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(５)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いた

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
します。	します。
(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金	(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価	(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力	b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力
(a)　適　用　範　囲	(a)　適　用　範　囲
30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（５）への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（５）への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金	(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価	(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ニ　給電指令時補給電力	ニ　給電指令時補給電力
発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，~~25~~（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金	(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~38~~（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。	39（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金	b　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量	c　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，（５）ヌにより30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，（５）ヌにより30分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価	d　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
(ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	(ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
~~38~~（給電指令の実施等）（５）~~または~~（６）~~もしくは~~配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。	39（給電指令の実施等）（５）もしくは（６）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金	b　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量	c　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，（５）チにより30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，（５）チにより30分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価	d　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづ	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづ

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
きインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等~~もしくは~~ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	きインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
（５） 電力および電力量の算定	（５） 電力および電力量の算定
イ 発電量調整受電計画電力	イ 発電量調整受電計画電力
発電量調整受電計画電力は，~~30~~（電力および電力量の算定）（３）にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）（３）にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ 発電量調整受電計画電力量	ロ 発電量調整受電計画電力量
発電量調整受電計画電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）（４）ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。	発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）（４）ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。
ハ 接続対象計画電力	ハ 接続対象計画電力
接続対象計画電力は，~~30~~（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
ニ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。	ニ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，~~30~~（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	ホ　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。	ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。
ト　ベースライン ベースラインは，~~30~~（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとい	ト　ベースライン ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとい

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
たします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	たします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。
(ｲ)　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	(ｲ)　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(ﾛ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	(ﾛ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合	a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合
b　~~38~~（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始	b　39（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。	時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。
c　~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。	c　39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。
d　~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。	d　39（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。
(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。	(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。
a　当社または配電事業者が~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	a　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合
~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
d　当社または配電事業者が~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	d　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
e　当社または配電事業者が~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	e　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量 －~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量 －39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式に	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式に

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
より算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。	より算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。
接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量	接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量
ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。	ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。
接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量	接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量
ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式に	ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式に

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
より算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。	より算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量
ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として~~30~~（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。	ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 $+\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（~~31~~〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ －ベースライン	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 $+\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ －ベースライン
ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需	ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。	要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量
（６） 託送供給等の実施	（６） 託送供給等の実施
イ 接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。	イ 接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。
ロ 発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。	ロ 発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。
ハ 需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。	ハ 需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。
（７） 解　　約　　等	（７） 解　　約　　等
当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の	当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，~~54~~（解約等）（１）ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）（１）ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。
イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）（１）を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）（２）を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）（~~3~~）ロ，ハ，ニもしくはホまたは（２）を欠くに至った場合	イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）（１）を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）（２）を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）（4）ロ，ハ，ニもしくはホまたは（２）を欠くに至った場合
ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
（８）　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］	（８）　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］
イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（１）にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（１）にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バラン	ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バラン

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
シンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	シンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
(ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）ロにかかわらず，18（料金）（２）に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	(ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）ロにかかわらず，18（料金）（２）に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
(ﾛ)　インバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(ﾛ)　インバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(ﾊ)　当社は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。	(ﾊ)　当社は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。 (ﾆ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。 ハ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（６）ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 （９） 給電指令時補給電力料金に係る特別措置 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，（４）ニ(ﾛ) ｄ，（５）チおよび（５）リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。 (10) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。 (ﾆ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。 ハ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（６）ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 （９） 給電指令時補給電力料金に係る特別措置 39（給電指令の実施等）（２）への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，（４）ニ(ﾛ) ｄ，（５）チおよび（５）リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。 (10) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
~~18 近接性評価割引額の算定についての特別措置~~ ~~（１） 契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。~~	

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。~~ ~~ロ　契約者が，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ) ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）（５）ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。~~ ~~ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則17〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ) ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ) ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。~~ ~~（２）　契約者が，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）（５）ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。~~	
~~19~~　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 （１）　当社は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）（~~10~~）にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に	18　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 （１）　当社は，39（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）（11）にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。	再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。
（２） 当社は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）(~~10~~)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。	（２） 当社は，39（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。
（３） 当社は，~~38~~（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）(~~10~~)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	（３） 当社は，39（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	19　系統連系受電サービス等についての特別措置 （１）　発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）（２）ロおよびハならびに41（契約超過金）（２）ロおよびハに準じて定めます。 なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）（２）ロおよび41（契約超過金）（２）ロに定める契約受電電力の比とみなします。 また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）（３）イの基本料金および22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，１月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。 イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (イ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 (ロ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 (ハ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 ロ　イ(イ)，(ロ)または(ハ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	とき。 当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。） なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（８）イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 （２）（１）の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。 なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。 また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 （３）発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が，（１）イ(ハ)またはロ〔（１）イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりとい

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	たします。 イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。 22（系統連系受電サービス）（３）に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）（２）に定める契約超過金は申し受けません。 ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。 (ｲ)　22（系統連系受電サービス）（２）イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。 (ﾛ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。 ａ　41（契約超過金）（２）イ(ｲ)またはロ(ｲ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。 ｂ　41（契約超過金）（２）イ(ﾛ)またはロ(ﾛ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。 （４）　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適　用　範　囲 原則として，令和６年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。 ロ　系統連系受電サービス料金等

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	22（系統連系受電サービス）（３）に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）（２）に定める契約超過金は申し受けません。 なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。 (ｲ)　系統連系受電課金対象電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（８）イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	(ﾛ)　発電量調整受電電力量 a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）（１）ただし書または附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（７）ハもしくは（８）イに準じて算定いたします。 b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）（１）ただし書または附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（７）ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。 なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。 (ﾊ)　契約超過受電電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ｂ　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 (a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 （５）　揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）（３）ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。 イ　発電設備が（４）イに定める適用範囲に該当する場合 22（系統連系受電サービス）（３）に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）（２）に定める契約超過金を申し受けません。 ロ　発電設備が（４）イに定める適用範囲に該当しない場合 発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）（３）ロに定める電力量料金を申し受けます。 （６）　発電設備等に係る供給地点において最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	は，次のとおりといたします。 イ　18（料金）（３）ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。 ロ　22（系統連系受電サービス）（２）における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）（２）における契約超過受電電力の算定上，次のとおりといたします。 (ｲ)　当社との電気の需給契約において，定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を，電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。 (ﾛ)　当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。 (ﾊ)　当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給契約における契約電流を接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流とみなし，当社との電気の需給契約における契約容量を接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量とみなし，当社との電気の需給契約における臨時電灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。 ハ　39（給電指令の実施等）（７）において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。 ニ　53（契約の廃止）（４）または55（解約等）（５）において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。 （７）　令和６年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。 イ　近接性評価地域 次の地域を近接性評価地域といたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

都または県	対象となる市区町村
東　京　都	東京都23区（品川区を除く），八王子市，立川市，武蔵野市，三鷹市，府中市，昭島市，調布市，町田市，小金井市，小平市，日野市，東村山市，国分寺市，国立市，福生市，狛江市，東大和市，清瀬市，東久留米市，武蔵村山市，多摩市，稲城市，羽村市，西東京市，瑞穂町
栃　木　県	宇都宮市，小山市，真岡市，野木町
群　馬　県	伊勢崎市，太田市，館林市，玉村町，明和町，千代田町，大泉町，邑楽町
茨　城　県	土浦市，古河市，取手市，牛久市，つくば市，ひたちなか市，守谷市，大洗町，五霞町
埼　玉　県	さいたま市，川越市，熊谷市，川口市，行田市，所沢市，東松山市，春日部市，狭山市，羽生市，鴻巣市，深谷市，上尾市，草加市，越谷市，蕨市，戸田市，入間市，朝霞市，志木市，和光市，新座市，桶川市，久喜市，北本市，八潮市，富士見市，三郷市，蓮田市，坂戸市，幸手市，鶴ヶ島市，日高市，吉川市，ふじみ野市，白岡市，伊奈町，三芳町，上里町，宮代町，杉戸町，松伏町
千　葉　県	千葉市（中央区，若葉区を除く），市川市，船橋市，松戸市，野田市，茂原市，佐倉市，習志野市，柏市，流山市，八千代市，我孫子市，鎌ヶ谷市，浦安市，四街道市，白井市
神 奈 川 県	横浜市（鶴見区，中区，磯子区を除く），川崎市（川崎区を除く），相模原市（緑区を除く），横須賀市，平塚市，鎌倉市，藤沢市，小田原市，茅ヶ崎市，逗子市，秦野市，厚木市，大和市，伊勢原市，海老名市，座間市，南足柄市，綾瀬市，寒川町，二宮町，中井町，開成町，愛川町
山　梨　県	中央市，昭和町，忍野村
静　岡　県	沼津市，三島市，富士市，清水町，長泉町

ロ　受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	（３）ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。 ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価 22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。
	20　令和７年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置 この約款実施の日から令和７年３月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，39（給電指令の実施等）（９）または(10)にかかわらず，次のとおりといたします。 （１）　当社は，39（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハ，トまたは（３）によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。 (ｲ)　割 引 の 対 象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）（１）イ，ロ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	(ﾊ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 (ｲ)　割 引 の 対 象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）（1）イ，ロ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。 (ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） a　接続供給電力を制限した場合 H’＝H×（D－d）／D H’＝　修正時間 H　＝　制限時間 D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合 H’＝H×（A－B）／A

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	H’＝　修正時間 H　＝　制限時間 A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量 B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。 （２）（１）による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。 （３）　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，（１）および（２）に準じて割引を行ない料金を算定いたします。
	21　料金についての切替措置 令和６年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。 なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における令和６年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。
別　　表	**別　　表**
~~**２　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定**~~ ~~（１）　近接性評価地域~~ ~~次の地域を近接性評価地域といたします。~~	

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

~~都または県~~	~~対象となる市区町村~~
~~東京都~~	~~東京都23区（品川区を除く），八王子市，立川市，武蔵野市，三鷹市，府中市，昭島市，調布市，町田市，小金井市，小平市，日野市，東村山市，国分寺市，国立市，福生市，狛江市，東大和市，清瀬市，東久留米市，武蔵村山市，多摩市，稲城市，羽村市，西東京市，瑞穂町~~
~~栃木県~~	~~宇都宮市，小山市，真岡市，野木町~~
~~群馬県~~	~~伊勢崎市，太田市，館林市，玉村町，明和町，千代田町，大泉町，邑楽町~~
~~茨城県~~	~~土浦市，古河市，取手市，牛久市，つくば市，ひたちなか市，守谷市，大洗町，五霞町~~
~~埼玉県~~	~~さいたま市，川越市，熊谷市，川口市，行田市，所沢市，東松山市，春日部市，狭山市，羽生市，鴻巣市，深谷市，上尾市，草加市，越谷市，蕨市，戸田市，入間市，朝霞市，志木市，和光市，新座市，桶川市，久喜市，北本市，八潮市，富士見市，三郷市，蓮田市，坂戸市，幸手市，鶴ヶ島市，日高市，吉川市，ふじみ野市，白岡市，伊奈町，三芳町，上里町，宮代町，杉戸町，松伏町~~
~~千葉県~~	~~千葉市（中央区，若葉区を除く），市川市，船橋市，松戸市，野田市，茂原市，佐倉市，習志野市，柏市，流山市，八千代市，我孫子市，鎌ヶ谷市，浦安市，四街道市，白井市~~
~~神奈川県~~	~~横浜市（鶴見区，中区，磯子区を除く），川崎市（川崎区を除く），相模原市（緑区を除く），横須賀市，平塚市，鎌倉市，藤沢市，小田原市，茅ヶ崎市，逗子市，秦野市，厚木市，大和市，伊勢原市，海老名市，座間市，南足柄市，綾瀬市，寒川町，二宮町，中井町，開成町，愛川町~~
~~山梨県~~	~~中央市，昭和町，忍野村~~
~~静岡県~~	~~沼津市，三島市，富士市，清水町，長泉町~~

~~なお，平成28年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価対象地域に含めるものといたします。~~

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

都または県	対象となる市区町村
東京都	品川区，青梅市，あきる野市，日の出町，檜原村，奥多摩町，大島町，利島村，新島村，神津島村，三宅村，御蔵島村，八丈町，青ヶ島村，小笠原村
埼玉県	秩父市，飯能市，加須市，本庄市，毛呂山町，越生町，滑川町，嵐山町，小川町，川島町，吉見町，鳩山町，ときがわ町，横瀬町，皆野町，長瀞町，小鹿野町，東秩父村，美里町，神川町，寄居町
神奈川県	横浜市鶴見区，横浜市中区，横浜市磯子区，川崎市川崎区，相模原市緑区，三浦市，葉山町，大磯町，大井町，松田町，山北町，箱根町，真鶴町，湯河原町，清川村
山梨県	甲府市，富士吉田市，都留市，山梨市，大月市，韮崎市，南アルプス市，北杜市，甲斐市，笛吹市，上野原市，甲州市，市川三郷町，早川町，身延町，南部町，富士川町，道志村，西桂町，山中湖村，鳴沢村，富士河口湖町，小菅村，丹波山村
静岡県	熱海市，富士宮市，伊東市，御殿場市，下田市，裾野市，伊豆市，伊豆の国市，東伊豆町，河津町，南伊豆町，松崎町，西伊豆町，函南町，小山町

また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

（２） 近接性評価割引額の算定

イ 近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合	**69銭**
	受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ140,000ボルト以下の場合	**41銭**
	受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合	**21銭**

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~ただし，平成28年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。~~ ~~ロ　近接性評価割引電力量~~ ~~(イ)　近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。~~ ~~ａ　発電バランシンググループごとの電力量は，30分ごとに次の算式により算定いたします。~~ ~~当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量 × 当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値 ／ 当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値~~ ~~ｂ　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上，その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。~~	

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
~~当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値 × 当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量 / 当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量~~ ~~(ﾛ) 契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象計画電力量 / 契約者が調達する電力量~~ ~~(ﾊ) 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象電力量 / 接続対象計画電力量~~ ~~ハ 近接性評価割引額~~ ~~近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値に(２)イに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。~~	
	２ 系統設備効率化割引の対象変電所等 （１） 系統設備効率化割引の対象変電所等

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割引区分	都または県	割引対象変電所等
Ａ－１	東　京　都	上野変電所，青梅変電所，北多摩変電所，城南変電所，新宿変電所，新多摩変電所，水道橋変電所，世田谷変電所，西東京変電所，練馬変電所，東新宿変電所，墨東変電所，南多摩変電所
	埼　玉　県	新所沢変電所，新飯能変電所，豊岡変電所，中東京変電所，新座変電所，南狭山変電所
	神奈川県	荏田変電所，北相模変電所１・２・３バンク，新秦野変電所
	山　梨　県	東山梨変電所
	静　岡　県	新富士変電所
Ａ－２	東　京　都	多摩変電所
	群　馬　県	西毛変電所，新新田変電所，新榛名変電所，東毛変電所，西群馬開閉所，東群馬変電所
	埼　玉　県	上尾変電所，北熊谷変電所，北与野変電所，京北変電所，新岡部変電所，新坂戸変電所，新秩父開閉所，西越谷変電所，南川越変電所
	神奈川県	北相模変電所４・５バンク，港北変電所
	新　潟　県	信濃川変電所（東北電力ネットワーク株式会社の供給区域）
	長　野　県	新信濃変電所(中部電力パワーグリッド株式会社の供給区域）
Ａ－３	東　京　都	江東変電所
	栃　木　県	新今市開閉所，新栃木変電所
	茨　城　県	新古河変電所
	埼　玉　県	北葛飾変電所，北東京変電所

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）		
		神奈川県	中相模変電所，西横浜変電所
		福　島　県	南いわき開閉所(東北電力ネットワーク株式会社の供給区域)
	Ｂ－１	東　京　都	葵町変電所，青戸変電所，青葉町変電所，青山変電所，赤坂変電所，赤羽変電所，昭島変電所，秋留変電所，浅川変電所，浅草変電所，旭町変電所，麻布変電所，小豆沢変電所，愛宕変電所，綾瀬変電所，新井宿変電所，荒木町変電所，有明町変電所，飯倉変電所，飯田橋変電所，井口変電所，伊興変電所，石川町変電所，板橋変電所，市ヶ谷変電所，一之江変電所，稲城変電所，稲荷台変電所，稲荷町変電所，犬目変電所，井之頭変電所，今川変電所，入谷町変電所，岩渕変電所，岩本町変電所，上野変電所，宇喜田変電所，浮間変電所，内幸町変電所，厩橋変電所，梅島変電所，梅田東変電所，江古田変電所，枝川町変電所，江戸橋変電所，荏原変電所，扇橋変電所，青梅変電所，青梅橋変電所，大泉変電所，大久野変電所，王子変電所，大島変電所，尾久変電所，奥戸変電所，小作変電所，押部変電所，落合変電所，お茶の水変電所，音羽変電所，小名木川変電所，尾山台変電所，貝取変電所，蠣浜変電所，梶野変電所，鍛冶橋変電所，柏町変電所，春日変電所，霞ヶ関変電所，片倉変電所，金町変電所，要町変電所，上大崎変電所，上荻変電所，加美平変電所，上高田変電所，上平井変電所，上富士変電所，上用賀変電所，亀戸変電所，茅場町変電所，河田町変電所，河原町変電所，神田変電所，神田東口変電所，菊川変電所，北綾瀬変電所，北小岩変電所，北渋谷変電所，北新宿変電所，北千住変電所，北園変電所，北戸山変電所，北野変電所，北堀切変電所，北山変電所，吉祥寺変電所，御苑前変電所，清瀬変電所，錦糸町変電所，久ヶ原変電所，九段変電所，国立変電所，久保町変電所，久米川変電所，蔵前変電所，車返変電所，久留米変電所，月光町変電所，小合変電所，恋ヶ窪変電所，小岩変電所，麹町変電所，庚申塚変電所，郷地変電所，小金井変電所，国分寺南変電所，小島変電所，小平変電所，五反田変電所，狛江変電所，駒沢変電所，小松川変電所，小峰変電所，小茂根変電所，金王坂変電所，境変電所，笹塚変電所，左門町変電所，沢井変電所，三番町変電所，残堀変電所，鹿浜変電所，鹿骨変電所，信濃町変電所，篠崎変電所，柴崎変電所，渋江変電所，渋谷変電所，志村変電所，下清戸変電所，下十条変電所，下沼田変電所，下丸子変電所，石神井変電所，自由ヶ丘変電所，十間川変電所，白魚橋変電所，白子変電所，新和泉町変電所，新小川町変電所，神泉町変電所，新富変電所，新橋変電所，神保町変電所，巣鴨変電所，鈴木町変電所，須田町変電所，砂川変電所，砂町変電所，隅

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	田変電所，駿河台変電所，諏訪木変電所，成城変電所，清正公前変電所，聖蹟桜ヶ丘変電所，関町変電所，世田谷変電所，浅間町変電所，千石町変電所，千人町変電所，祖師谷変電所，外神田変電所，台町変電所，大楽寺変電所，高井戸変電所，高砂変電所，高島平変電所，高幡変電所，高幡不動変電所，鷹番変電所，高松変電所，田柄変電所，内匠変電所，竪川変電所，田無変電所，田端変電所，田町変電所，玉の井変電所，千歳変電所，千歳船橋変電所，千早変電所，調布変電所，調布ヶ丘変電所，築地変電所，月島変電所，堤方変電所，弦巻変電所，鶴巻町変電所，寺島変電所，寺田変電所，田園調布変電所，通町変電所，徳丸変電所，戸崎変電所，等々力変電所，飛田給変電所，富ヶ谷変電所，戸山変電所，豊玉変電所，仲御徒町変電所，中神変電所，中川変電所，中河原変電所，中小岩変電所，長島変電所，中台変電所，永田町変電所，中野変電所，中丸変電所，長峰変電所，中村橋変電所，並木橋変電所，西赤羽変電所，西新井変電所，西板橋変電所，西大泉変電所，西落合変電所，西蒲田変電所，西亀有変電所，西茅場変電所，西北原変電所，錦町変電所，西銀座変電所，西久保変電所，西五反田変電所，西新宿変電所，西巣鴨変電所，西台変電所，西八丁堀変電所，西舟渡変電所，日暮里変電所，二の橋変電所，貫井変電所，根ヶ布変電所，根岸変電所，練馬変電所，野方変電所，拝島変電所，白山変電所，箱根ヶ崎変電所，橋場変電所，蓮沼変電所，蓮根変電所，八王子変電所，八幡山変電所，初台変電所，花園変電所，馬場先変電所，浜町変電所，浜松町変電所，原宿変電所，晴海変電所，番衆変電所，番町変電所，東池袋変電所，東内幸町変電所，東尾久変電所，東葛西変電所，東亀有変電所，東銀座変電所，東小岩変電所，東品川変電所，東中野変電所，東村山変電所，東大和変電所，光が丘変電所，氷川変電所，一ツ橋変電所，日野変電所，日之出変電所，日比谷変電所，碑文谷変電所，平山変電所，広尾変電所，深川変電所，福神橋変電所，福住変電所，袋町変電所，布田変電所，二葉町変電所，府中変電所，福生変電所，船堀橋変電所，別所変電所，保谷変電所，保木間変電所，堀江変電所，堀切変電所，本蒲田変電所，本銀町変電所，本郷変電所，本所変電所，前野変電所，馬込変電所，増戸変電所，町田変電所，町屋変電所，松島変電所，松葉町変電所，松原変電所，丸の内変電所，三河島変電所，瑞穂町変電所，水元変電所，三鷹変電所，三鷹台変電所，道塚変電所，緑町変電所，南青山変電所，南池袋変電所，南泉変電所，南木挽町変電所，南鞘町変電所，南柴崎変電所，南新橋変電所，南砂町変電所，南千住変電所，南田中変電所，南中野変電所，みなみ野変電所，南浜橋変電所，南馬込変電所，明神町変電所，向島変電所，向台変電所，村山変電所，目黒変電所，目白変電所，元麻布変電所，元横山変電所，師岡変電所，矢口

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）		
			変電所，八坂変電所，矢崎変電所，柳島変電所，柳田変電所，谷原変電所，谷保変電所，大和町変電所，由木変電所，湯島変電所，用賀変電所，芳町変電所，六本木変電所，若葉町変電所，早稲田変電所
		茨　城　県	学園都市変電所，木有戸変電所，五霞変電所
		埼　玉　県	秋ヶ瀬変電所，朝霞変電所，旭台変電所，あずま変電所，愛宕町変電所，天沼変電所，伊奈変電所，伊原変電所，入曽変電所，入間変電所，植田谷変電所，上ノ原変電所，浦和変電所，大石変電所，大瀬変電所，大広戸変電所，大袋変電所，大宮変電所，大宮桜木変電所，大和田変電所，加倉変電所，加納変電所，上青木変電所，上吉羽変電所，亀久保変電所，川口変電所，川口芝変電所，川口戸塚変電所，川口本町変電所，川寺変電所，川西変電所，木崎変電所，岸町変電所，北足立変電所，北大宮変電所，北川口変電所，北坂戸変電所，久喜変電所，栗橋変電所，黒谷変電所，鴻巣変電所，幸松変電所，越谷変電所，越谷宮本変電所，小堤変電所，小手指変電所，さいたま新都心変電所，幸町変電所，鷺高変電所，笹目北町変電所，幸手変電所，狭山変電所，三野宮変電所，慈恩寺変電所，志木変電所，下郷変電所，下富変電所，菖蒲変電所，庄和変電所，白岡変電所，白幡変電所，新郷変電所，杉戸変電所，清門変電所，草加変電所，草加稲荷変電所，大門変電所，武里変電所，田島変電所，竹間沢変電所，所沢変電所，戸田公園変電所，豊岡変電所，中曽根変電所，並木変電所，西川越変電所，西草加変電所，西袋変電所，西堀変電所，西蕨変電所，二度栗山変電所，野火止変電所，蓮田変電所，原山変電所，東浦和変電所，東川口変電所，東北野変電所，東久喜変電所，東越谷変電所，東町変電所，東八潮変電所，膝折変電所，美女木変電所，平方変電所，深作変電所，福原変電所，ふじみ野変電所，星の宮変電所，堀の内変電所，前谷変電所，松郷変電所，松伏変電所，美笹変電所，三郷変電所，瑞穂変電所，南越谷変電所，南町変電所，南辻変電所，宮代変電所，宮戸変電所，宮前変電所，武蔵大井変電所，武蔵藤沢変電所，宗岡変電所，館橋変電所，八木崎変電所，八潮変電所，谷塚町変電所，柳瀬変電所，横曽根変電所，吉川変電所，吉野変電所，与野変電所，寄巻変電所，領家変電所，脇田変電所，和光変電所，鷲宮変電所，蕨変電所
		千　葉　県	茜浜変電所，我孫子変電所，市川第二変電所，浦安変電所，江戸川台変電所，大洲変電所，大谷口変電所，海神変電所，海浜変電所，柏変電所，柏井変電所，柏高田変電所，柏東口変電所，葛飾変電所，金ヶ作変電所，鎌ヶ谷変電所，北栄変電所，北三咲変電所，行徳変電所，検見川変電所，小

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）		
			金変電所，酒井根変電所，鷲沼変電所，作草部変電所，塩焼変電所，下貝塚変電所，菅野変電所，園生変電所，鷹の台変電所，塚田変電所，津田沼変電所，坪井変電所，出洲変電所，富塚変電所，長作変電所，長沼変電所，流山変電所，習志野変電所，西千葉変電所，西松戸変電所，根戸変電所，原木変電所，東松戸変電所，二和東変電所，船橋変電所，平和台変電所，本町変電所，舞浜変電所，幕張変電所，幕張本郷変電所，増尾変電所，松戸変電所，松飛台変電所，湊町変電所，南園生変電所，南山変電所，美浜変電所，麦丸変電所，本大久保変電所，本中山変電所，矢切変電所，八柱変電所，八幡変電所，六和変電所
		神奈川県	愛川変電所，青木町変電所，あざみ野変電所，綾瀬台変電所，生田変電所，伊勢原変電所，市ヶ尾変電所，岩戸変電所，梅田変電所，恵比須町変電所，海老名変電所，大磯変電所，大塚変電所，大沼変電所，大野変電所，大庭変電所，大谷変電所，岡田変電所，片瀬変電所，亀井野変電所，鴨志田変電所，川井変電所，木古庭変電所，北相模変電所，衣笠変電所，鵠沼変電所，久里浜変電所，高座変電所，御所見変電所，佐江戸変電所，相模大野変電所，相模台変電所，桜山変電所，座間変電所，寒川変電所，三田変電所，下沖変電所，湘南変電所，白鷺変電所，神明変電所，末広町変電所，清新変電所，瀬谷変電所，大黒ふ頭変電所，宝町変電所，武山変電所，城藤沢変電所，田村変電所，茅ヶ崎変電所，辻堂変電所，中井変電所，中津変電所，中山変電所，西鶴間変電所，西横浜変電所，根坂間変電所，長谷変電所，秦野変電所，馬入変電所，引地川変電所，ひばりが丘変電所，比々多変電所，平台変電所，平塚変電所，比留川変電所，深見変電所，二ツ橋変電所，平成町変電所，馬堀変電所，三浦変電所，三崎変電所，緑が丘変電所，宮地変電所，六会変電所，大和変電所，横須賀変電所，若松町変電所
		Ｂ－２	東　京　都	阿佐ヶ谷変電所，池尻変電所，牛込変電所，宇田川変電所，梅屋敷変電所，恵比寿変電所，追分変電所，大井変電所，大岡山変電所，大崎変電所，大宮前変電所，大森変電所，荻窪変電所，柏木変電所，蒲田変電所，上北沢変電所，上通変電所，木曽変電所，糀谷変電所，桜丘変電所，鮫洲変電所，三軒茶屋変電所，芝浦変電所，下井草変電所，図師町変電所，洗足変電所，千駄ヶ谷変電所，代沢変電所，台場変電所，平町変電所，竹町変電所，角筈変電所，鶴川変電所，天空橋変電所，戸越変電所，豊島町変電所，成宗変電所，成瀬変電所，南海橋変電所，南郷変電所，西芝浦変電所，原町田変電所，東大崎変電所，東北沢変電所，東世田谷変電所，広町変電所，前沢変電所，南荏原変電所，森

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）		
			ヶ崎変電所，森野変電所，祐天寺変電所，淀橋変電所，代々木変電所，六郷変電所，和田堀変電所
		栃　木　県	宇都宮変電所，江曽島変電所，栗山変電所，宿郷変電所，砂田変電所，匠町変電所，中禅寺変電所，鶴田変電所，戸祭変電所，馬場通変電所，平石変電所，平出変電所，松ヶ峰変電所，真岡変電所，簗瀬町変電所
		群　馬　県	天川変電所，伊勢崎変電所，井野川変電所，岩神変電所，北高崎変電所，倉賀野変電所，曲輪町変電所，下和田変電所，新前橋変電所，須田貝変電所，高崎変電所，館林変電所，問屋町変電所，前橋変電所，水上変電所，宮郷変電所，宮元町変電所
		茨　城　県	牛谷変電所，大町変電所，北川辺変電所，北多賀変電所，古河変電所，下館変電所，白梅変電所，助川変電所，総和変電所，多賀変電所，高津変電所，つくば並木変電所，土浦変電所，取手変電所，中土浦変電所，根本変電所，東取手変電所，日立変電所，常陸海浜変電所，水戸変電所，南古河変電所，守谷変電所，結城変電所
		埼　玉　県	吾野変電所，今井変電所，大中居変電所，桶川変電所，柏原変電所，加須変電所，上広瀬変電所，上福岡変電所，川越変電所，北加須変電所，北本変電所，行田変電所，熊谷変電所，腰越変電所，坂戸変電所，指扇変電所，千本桜変電所，草加青柳変電所，秩父変電所，飯能変電所，東熊谷変電所，日高変電所，深谷変電所，本庄変電所，的場変電所，三ヶ尻変電所，箕田変電所，南篠崎変電所，南山田変電所，芳野台変電所
		千　葉　県	吾妻町変電所，市原変電所，犬吠変電所，うすい変電所，運河変電所，上高野変電所，鴨川変電所，黒砂変電所，五井変電所，公津東変電所，三ヶ尾変電所，潮見変電所，鹿渡変電所，志津変電所，蘇我変電所，高師変電所，千種変電所，千葉変電所，出口変電所，寺台変電所，東金変電所，富浦変電所，長浦変電所，西成田変電所，根郷変電所，野田変電所，富士見町変電所，船尾変電所，宮崎変電所，明神変電所，八千代台変電所，吉橋変電所，若松台変電所
		神奈川県	足柄変電所，厚木変電所，新玉変電所，有馬変電所，飯山変電所，石川変電所，伊勢佐木町変電所，磯子変電所，井田変電所，市沢変電所，井土ヶ谷変電所，稲荷変電所，浮島変電所，内山変電所，大船変電所，恩田変電所，貝山変電所，笠間町変電所，梶ヶ谷変電所，鹿島田変電所，加瀬変電所，神奈川変電所，金沢変電所，金子変電所，鎌倉変

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）		
			電所，上大岡変電所，上永谷変電所，上和田変電所，川崎変電所，川尻変電所，菊名変電所，岸根変電所，北幸変電所，北寺尾変電所，北の原変電所，久地変電所，弘明寺変電所，黒川変電所，国府津変電所，港南台変電所，強羅変電所，古渕変電所，小港変電所，子安変電所，境木変電所，栄町変電所，相模原変電所，桜木町変電所，桜橋変電所，笹下変電所，幸浦変電所，さちが丘変電所，塩浜変電所，品濃変電所，下野毛変電所，白根変電所，末吉変電所，菅沼変電所，杉田変電所，住吉町変電所，仙石変電所，センター北変電所，大師変電所，高田変電所，竹松変電所，多古変電所，田名変電所，多摩川変電所，丹沢湖変電所，長後変電所，長者町変電所，塚原変電所，津久井変電所，土橋変電所，綱島変電所，鶴ヶ峰変電所，鶴見変電所，戸塚変電所，富岡変電所，鳥山変電所，中島変電所，中町変電所，仲通変電所，中野島変電所，中野町変電所，中原変電所，中堀変電所，中和田変電所，生麦変電所，日進町変電所，新羽変電所，能見台変電所，登戸変電所，箱根変電所，橋本変電所，早川変電所，東扇島変電所，東方変電所，東神奈川変電所，東戸塚変電所，東橋本変電所，東山田変電所，日吉変電所，福浦変電所，藤野変電所，星川変電所，保土ヶ谷変電所，堀川変電所，堀西変電所，本牧変電所，舞岡変電所，水沢変電所，溝ノ口変電所，三ツ沢変電所，みなとみらい変電所，南吉田変電所，峰変電所，宮本変電所，御幸変電所，六浦変電所，矢部変電所，山下町変電所，山手変電所，湯河原変電所，百合ヶ丘変電所，横浜変電所，林間変電所，若宮変電所，渡田変電所
		山　梨　県	飯田町変電所，飯富変電所，上野原変電所，大津変電所，鐘ヶ淵変電所，上吉田変電所，河口湖変電所，国母変電所，駒橋変電所，幸変電所，桜町変電所，塩沢変電所，田野倉変電所，玉諸変電所，徳行変電所，富沢変電所，初狩変電所，早川第一変電所，早川第三変電所，平野変電所，富士吉田変電所，身延変電所，八代変電所，山中変電所，山梨変電所，竜王変電所
		静　岡　県	熱海変電所，厚原変電所，伊豆戸田変電所，伊東変電所，稲取変電所，今泉変電所，宇佐美変電所，大室変電所，岡宮変電所，香貫変電所，三軒家変電所，下田変電所，城内変電所，新富士変電所，堰原変電所，高島変電所，堅堀変電所，津田変電所，土肥変電所，堂庭変電所，長岡変電所，中土狩変電所，沼津変電所，初川変電所，原変電所，広小路変電所，富士変電所，間門変電所，松崎変電所，松本変電所，三島変電所，南御殿場変電所，宮島変電所，八幡野変電所，吉原変電所

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として令和10年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。 （２） 系統設備効率化割引の割引区分の適用 イ （１）の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）（１）により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。 なお，連系変電所等については，原則として令和10年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。 また，令和６年３月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。 ロ （１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。 ハ （１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，（１）の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。 ニ 令和６年４月１日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

託送供給等約款新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>託送供給等約款（令和６年４月１日実施）</th></tr>
<tr><td></td><td>
<table>
<tr><th>見直し前の
割引区分</th><th>見直し後の割引区分</th><th>適用される割引区分</th></tr>
<tr><td>Ａ－１</td><td>Ａ－１，Ａ－２，Ａ－３
または割引対象外</td><td>Ａ－１</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Ａ－２</td><td>Ａ－１</td><td>Ａ－１</td></tr>
<tr><td>Ａ－２，Ａ－３または
割引対象外</td><td>Ａ－２</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Ａ－３</td><td>Ａ－１</td><td>Ａ－１</td></tr>
<tr><td>Ａ－２</td><td>Ａ－２</td></tr>
<tr><td>Ａ－３または割引対象外</td><td>Ａ－３</td></tr>
<tr><td>Ｂ－１</td><td>Ｂ－１，Ｂ－２または
割引対象外</td><td>Ｂ－１</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Ｂ－２</td><td>Ｂ－１</td><td>Ｂ－１</td></tr>
<tr><td>Ｂ－２または割引対象外</td><td>Ｂ－２</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>

５　平均力率の算定

（１）　平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

$$\text{平均力率（パーセント）}=\frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2+(\text{無効電力量})^2}}\times 100$$

（２）　有効電力量および無効電力量の計量については，~~29~~（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，~~29~~（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受

</td><td>

５　平均力率の算定

（１）　平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

$$\text{平均力率（パーセント）}=\frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2+(\text{無効電力量})^2}}\times 100$$

（２）　有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受

</td></tr>
</table>

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。
７　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い （１）　発電量調整受電計画電力量の取扱い 発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。 ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。 この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。	**７　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い** （１）　発電量調整受電計画電力量の取扱い 発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。 ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。 この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
発電バランシンググループごとの発電計画 みなし発電計画の値×　当日計画の通知の期限における発電バラ ＝　ンシンググループごとの発電計画の値 当日計画の通知の期限における発電計画の値	発電バランシンググループごとの発電計画 みなし発電計画の値×　当日計画の通知の期限における発電バラ ＝　ンシンググループごとの発電計画の値 当日計画の通知の期限における発電計画の値
（２）　接続対象計画電力量の取扱い 接続対象計画電力量は，原則として，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。 ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。	（２）　接続対象計画電力量の取扱い 接続対象計画電力量は，原則として，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。 ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。
（３）　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる	（３）　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
場合には，当該計画は次に定める値とみなします。	場合には，当該計画は次に定める値とみなします。
(ｲ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）	(ｲ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）
(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）	(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）
ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画 ＝ みなし需要抑制計画の値 × 当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値 ／ 当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値	ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの31（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画 ＝ みなし需要抑制計画の値 × 当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値 ／ 当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値
(ｲ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といた	(ｲ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といた

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
します。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値 （ﾛ） 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値	します。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値 （ﾛ） 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値
８ 電力量の協定 電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。 （１） 定額制供給の場合の接続供給電力量 イ 接続供給電力量の算定式 その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，~~32~~（料金の算定）（１）イ，ロ，~~ハ~~または~~ニ~~の場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。	**８ 電力量の協定** 電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。 （１） 定額制供給の場合の接続供給電力量 イ 接続供給電力量の算定式 その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）（１）イ，ロ，ニまたはホの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

（２）　従量制供給の場合の接続供給電力量

託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

（２）　従量制供給の場合の接続供給電力量

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
イ　過去の接続供給電力量による場合 次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。 (ｲ)　前月または前年同月の接続供給電力量による場合 $\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$ (ﾛ)　前３月間の接続供給電力量による場合 $\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$	イ　過去の接続供給電力量による場合 次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。 (ｲ)　前月または前年同月の接続供給電力量による場合 $\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$ (ﾛ)　前３月間の接続供給電力量による場合 $\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$
ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合 使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。	ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合 使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。
ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。 $\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$	ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。 $\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$
ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお，この場合の計量器の取付けは，~~62~~（計量器等の取付け）に準ずるものといた	ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお，63（計量器等の取付け）に準ずるものといた

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
します。 ホ　公差をこえる誤差により修正する場合 $\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$ なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。 (ｲ)　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月 (ﾛ)　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月 （３）　（１）または（２）によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 ただし，（２）によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 （４）　発電量調整受電電力量の協定については，（２）および（３）に準ずるものといたします。	します。 ホ　公差をこえる誤差により修正する場合 $\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$ なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。 (ｲ)　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月 (ﾛ)　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月 （３）　（１）または（２）によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 ただし，（２）によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 （４）　発電量調整受電電力量の協定については，（２）および（３）に準ずるものといたします。
９　需要計画・調達計画・販売計画 需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。	９　需要計画・調達計画・販売計画 需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

対象期間		年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年10月31日	毎月１日	毎週水曜日午前10時	毎日午前12時	30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需要想定値	各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力	30分ごとの接続対象電力量	
	需要想定値に対する調達計画・販売計画	各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
		供給力未調達分の計画値（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）			—	

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

対象期間		年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年10月31日	毎月１日	毎週水曜日午前10時	毎日午前10時	毎日午前12時	30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需要想定値	各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力	週間計画と同一の時刻の接続対象電力	30分ごとの接続対象電力量	
	需要想定値に対する調達計画・販売計画	各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
		供給力未調達分の計画値（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）				—	

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
（注４）~~週間~~計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。	（注４）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。
10　発電計画・調達計画・販売計画 発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。	**10　発電計画・調達計画・販売計画** 発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

<table>
<tr><td colspan="2">対　象　期　間</td><td>年間計画
（第1年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通 知 の 期 限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>―</td><td>―</td><td colspan="2">計画外作業</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td><td colspan="2">計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

<table>
<tr><td colspan="2">対　象　期　間</td><td>年間計画
（第1年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通 知 の 期 限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>―</td><td>―</td><td colspan="3">計画外作業</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td colspan="4"></td><td colspan="2">計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。 （注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。 （注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生の都度，~~速~~やかに提出していただきます。 （注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。 （注６）~~週間~~計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。	（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。 （注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。 （注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生の<u>つど</u>，<u>すみやか</u>に提出していただきます。 （注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。 （注６）<u>翌々日</u>計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。
11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン 需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。	**11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン** 需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

対象期間		年間計画（第1年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年10月31日	毎月１日	毎週水曜日午前10時	毎日午前12時	30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	—	30分ごとの値

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

対象期間		年間計画（第1年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年10月31日	毎月１日	毎週水曜日午前10時	毎日午前10時	毎日午前12時	30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	—	—	30分ごとの値

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
（注４）~~週間~~計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。	（注４）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。
14　スポットネットワーク方式の工事費の算式 ~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）ロ(ｲ) a (c)の工事費の算定は，次の算式によります。 $\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数} - 1}$ この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。 ~~69~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(ｲ)　×　{100パーセント＋20パーセント×（利用回線数－１）} a (b)の工事費単価	**14　スポットネットワーク方式の工事費の算式** 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）ロ(ｲ) a (c)の工事費の算定は，次の算式によります。 $\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数} - 1}$ この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(ｲ)　×　{100パーセント＋20パーセント×（利用回線数－１）} a (b)の工事費単価

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
系 統 連 系 技 術 要 件 【託送供給等約款別冊】 令和~~５年１２月２７日~~実施 東京電力パワーグリッド株式会社	系 統 連 系 技 術 要 件 【託送供給等約款別冊】 令和６年４月１日実施 東京電力パワーグリッド株式会社

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
目　　次	目　　次
Ⅰ　総則 ……1	Ⅰ　総則 ……1
Ⅱ　発電者設備（低圧） １　発電設備等の種類 ……2 ２　電気方式 ……2 ３　運転可能周波数 ……2 ４　力率 ……3 ５　高調波 ……3 ６　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ……4 ７　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ……4 ８　不要解列の防止 ……5 ９　保護装置の設置 ……8 １０　保護装置の設置場所 ……10 １１　解列箇所 ……10 １２　保護リレーの設置相数 ……10 １３　接地方式 ……11 １４　直流流出防止変圧器の設置 ……11 １５　電圧変動対策 ……12 １６　短絡容量 ……15 １７　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 ……15 １８　サイバーセキュリティ対策 ……15 １９　電力品質に関する対策 ……16 ２０　発電機諸元 ……17	Ⅱ　発電者設備（低圧） １　発電設備等の種類 ……2 ２　電気方式 ……2 ３　運転可能周波数 ……2 ４　力率 ……3 ５　高調波 ……3 ６　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ……4 ７　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ……5 ８　不要解列の防止 ……5 ９　保護装置の設置 ……8 １０　保護装置の設置場所 ……10 １１　解列箇所 ……10 １２　保護リレーの設置相数 ……10 １３　接地方式 ……11 １４　直流流出防止変圧器の設置 ……11 １５　電圧変動対策 ……12 １６　短絡容量 ……15 １７　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 ……15 １８　サイバーセキュリティ対策 ……15 １９　電力品質に関する対策 ……16 ２０　発電機諸元 ……17

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
Ⅲ　発電者設備（高圧）	**Ⅲ　発電者設備（高圧）**
１　電気方式 ……18 ２　運転可能周波数 ……18 ３　力率 ……19 ４　高調波 ……19 ５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ……19 ６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ……20 ７　不要解列の防止 ……20 ８　保護装置の設置 ……23 ９　保護装置の設置場所 ……26 １０　解列箇所 ……26 １１　保護リレーの設置相数 ……26 １２　自動負荷制限 ……27 １３　線路無電圧確認装置の設置 ……27 １４　接地方式 ……28 １５　直流流出防止変圧器の設置 ……28 １６　電圧変動対策 ……29 １７　短絡容量 ……32 １８　発電機定数・諸元 ……32 １９　昇圧用変圧器 ……34 ２０　連絡体制 ……35 ２１　バンク逆潮流の制限 ……36 ２２　サイバーセキュリティ対策 ……36 ２３　電力品質に関する対策 ……37	１　電気方式 ……18 ２　運転可能周波数 ……18 ３　力率 ……19 ４　高調波 ……19 ５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ……19 ６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ……20 ７　不要解列の防止 ……20 ８　保護装置の設置 ……23 ９　保護装置の設置場所 ……26 １０　解列箇所 ……26 １１　保護リレーの設置相数 ……26 １２　自動負荷制限 ……27 １３　線路無電圧確認装置の設置 ……27 １４　接地方式 ……28 １５　直流流出防止変圧器の設置 ……28 １６　電圧変動対策 ……29 １７　短絡容量 ……32 １８　発電機定数・諸元 ……32 １９　昇圧用変圧器 ……34 ２０　連絡体制 ……35 ２１　バンク逆潮流の制限 ……36 ２２　サイバーセキュリティ対策 ……36 ２３　電力品質に関する対策 ……37
Ⅳ　発電者設備（特別高圧）	**Ⅳ　発電者設備（特別高圧）**
１　電気方式 ……~~38~~ ２　運転可能周波数・並列時許容周波数 ……~~38~~ ３　力率 ……~~39~~ ４　高調波 ……~~39~~ ５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ……~~39~~ ６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ……~~40~~	１　電気方式 ……39 ２　運転可能周波数・並列時許容周波数 ……39 ３　力率 ……40 ４　高調波 ……40 ５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ……40 ６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ……41

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
7　不要解列の防止 ~~40~~	7　不要解列の防止 41
8　保護装置の設置 ~~43~~	8　保護装置の設置 44
9　再閉路方式 ~~49~~	9　再閉路方式 50
１０　保護装置の設置場所 ~~50~~	１０　保護装置の設置場所 51
１１　解列箇所 ~~50~~	１１　解列箇所 51
１２　保護リレーの設置相数 ~~50~~	１２　保護リレーの設置相数 51
１３　自動負荷制限・発電抑制 ~~51~~	１３　自動負荷制限・発電抑制 52
１４　線路無電圧確認装置の設置 ~~52~~	１４　線路無電圧確認装置の設置 53
１５　発電機運転制御装置の付加 ~~53~~	１５　発電機運転制御装置の付加 54
１６　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 ~~58~~	１６　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 59
１７　直流流出防止変圧器の設置 ~~58~~	１７　直流流出防止変圧器の設置 59
１８　電圧変動対策 ~~59~~	１８　電圧変動対策 60
１９　出力変動対策 ~~61~~	１９　出力変動対策 62
２０　短絡・地絡電流対策 ~~62~~	２０　短絡・地絡電流対策 63
２１　発電機定数・諸元 ~~62~~	２１　発電機定数・諸元 63
２２　昇圧用変圧器 ~~66~~	２２　昇圧用変圧器 67
２３　連絡体制 ~~67~~	２３　連絡体制 68
２４　電気現象記録装置 ~~70~~	２４　電気現象記録装置 71
２５　サイバーセキュリティ対策 ~~70~~	２５　サイバーセキュリティ対策 71
２６　電力品質に関する対策 ~~71~~	２６　電力品質に関する対策 72
Ⅴ　需要者設備（低圧）	**Ⅴ　需要者設備（低圧）**
1　力率 ~~73~~	1　力率 74
2　保護装置の設置 ~~73~~	2　保護装置の設置 74
Ⅵ　需要者設備（高圧）	**Ⅵ　需要者設備（高圧）**
1　電気方式 ~~75~~	1　電気方式 76
2　保護装置の設置 ~~75~~	2　保護装置の設置 76
3　連絡体制 ~~75~~	3　連絡体制 76
4　電力品質に関する対策 ~~75~~	4　電力品質に関する対策 76
	5　サイバーセキュリティ対策 81

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
Ⅶ　需要者設備（特別高圧） 1　電気方式 ……~~80~~ 2　保護装置の設置 ……~~80~~ 3　中性点接地装置の付加 ……~~82~~ 4　連絡体制 ……~~82~~ 5　電力品質に関する対策 ……~~84~~	**Ⅶ　需要者設備（特別高圧）** 1　電気方式 ……82 2　保護装置の設置 ……82 3　中性点接地装置の付加 ……84 4　連絡体制 ……84 5　電力品質に関する対策 ……86 6　サイバーセキュリティ対策 ……90
Ⅱ　発電者設備（低圧）	**Ⅱ　発電者設備（低圧）**
1　発電設備等の種類 ~~連系する~~発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない~~発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります~~。	**1　発電設備等の種類** 逆潮流有りの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない場合でも，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出及び解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれが無い場合に限り，逆潮流有りの連系とすることができます。
3　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 a　連続運転可能周波数:48.5Hz を超え 50.5Hz 以下 b　運転可能周波数:47.5Hz 以上 51.5Hz 以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによりません。 ~~なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。~~	**3　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 a　連続運転可能周波数:48.5Hz を超え 50.5Hz 以下 b　運転可能周波数:47.5Hz 以上 51.5Hz 以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによりません。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
１８　サイバーセキュリティ対策 サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名及び一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。	**１８　サイバーセキュリティ対策** 自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名及び一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。
Ⅲ　発電者設備（高圧） **２　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 a　連続運転可能周波数:48.5Hz を超え 50.5Hz 以下 b　運転可能周波数:47.5Hz 以上 51.5Hz 以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによりません。 ~~なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。~~	**Ⅲ　発電者設備（高圧）** **２　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 a　連続運転可能周波数:48.5Hz を超え 50.5Hz 以下 b　運転可能周波数:47.5Hz 以上 51.5Hz 以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによりません。
２２　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。	**２２　サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。
Ⅳ　発電者設備（特別高圧）	**Ⅳ　発電者設備（特別高圧）**
１８　電圧変動対策	**１８　電圧変動対策**
(1)　常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１～２%以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。	(1)　常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１～２%以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。
(2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２%を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 a　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 b　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 c　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２%程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。 d　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用	(2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２%を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 a　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 b　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 c　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２%程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。 d　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
いること。 e　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２%を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。 f　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。 (a)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 (b)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置すること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。 (3)　その他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，~~他者の電気の使用に影響を及ぼす，もしくは影響を及ぼす~~おそれがある~~場合に~~は，その抑制対策を実施していただきます。 22kV 系統（公称電圧。以下同様とします。）については，高圧または低圧の需要者等に配電塔や柱上変圧器等を介して供給しうる系統であることから，受電地点における電圧変動が(1)，(2)で示す値以内であっても，発電設備等からの逆潮流や発電設備等の脱落等により，他の低圧の需要者等の電圧が適正値（101±6V，202±20V）を逸脱するおそれがあります。このような場合には，自動的に電圧を調整する対策や自家消費の負荷を制限する対策を実施していただきます。	いること。 e　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２%を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。 f　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。 (a)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 (b)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置すること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。 (3)　その他 a　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。 b　22kV 系統（公称電圧。以下同様とします。）については，高圧または低圧の需要者等に配電塔や柱上変圧器等を介して供給しうる系統であることから，受電地点における電圧変動が(1)，(2)及び(3) a で示す値以内であっても，発電設備等からの逆潮流や発電設備等の脱落等により，他の低圧の需要者等の電圧が適正値（101±6V，202±20V）を逸脱するおそれがあります。このような場合には，自動的に電圧を調整する対策や自家消費の負荷を制限する対策を実施していただきます。
２５　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法に基づき，「電	**２５　サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法に基づき，「電

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。	力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。
上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。
Ⅵ　需要者設備（高圧）	**Ⅵ　需要者設備（高圧）**
４　電力品質に関する対策 (1)　高調波抑制対策 a　対象となる需要者 (a)　高調波を発生する機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの(以下「等価容量」といいます。)について，50kVA を超える需要者（以下「特定需要者」といいます。）が高調波抑制対策の対象となります。(表 1 参照) (b)　前記(a)の等価容量を算出する場合には，対象となる高調波発生機器は，「日本産業規格 JIS C61000-3-2（限度値－高調波電流発生限度値〔１相当たりの入力電流が 20A 以下の機器〕)」の適用対象となる機器以外の機器といたします。 b　高調波流出電流の算出 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施することといたします。 (a)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。	**４　電力品質に関する対策** (1)　高調波抑制対策 a　対象となる需要者 (a)　高調波を発生する機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの(以下「等価容量」といいます。)について，50kVA を超える需要者（以下「特定需要者」といいます。）が高調波抑制対策の対象となります。(表 1 参照) (b)　前記(a)の等価容量を算出する場合には，対象となる高調波発生機器は，「日本産業規格 JIS C61000-3-2（限度値－高調波電流発生限度値〔１相当たりの入力電流が 20A 以下の機器〕)」の適用対象となる機器以外の機器といたします。 b　高調波流出電流の算出 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施することといたします。 (a)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

(b)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

(c)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

(d)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

c　高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表 2 に示す需要者の契約電力 1kW あたりの高調波流出電流の上限値に，原則として，該当特定需要者の契約電力（kW を単位とする。）を乗じた値といたします。

d　高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は，前記ｂの高調波流出電流が，前記ｃの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう対策していただきます。

表１　換算係数

回路分類	回路種別		換算係数 Ki※1	主な利用例
1	三相ブリッジ	6 パルス変換装置	K11＝1	・直流電鉄変電所 ・電気化学 ・その他一般
		12 パルス変換装置	K12＝0.5	
		24 パルス変換装置	K1＝0.25	
2	単相ブリッジ	直流電流平滑	K21＝1.3	・交流式電気鉄道車両
		混合ブリッジ	K2＝0.65	
		均一ブリッジ	K23＝0.7	
3	三相ブリッジ	リアクトルなし	K31＝3.4	・汎用インバータ

託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

(b)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

(c)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

(d)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

c　高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表 2 に示す需要者の契約電力 1kW あたりの高調波流出電流の上限値に，原則として，該当特定需要者の契約電力（kW を単位とする。）を乗じた値といたします。

d　高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は，前記ｂの高調波流出電流が，前記ｃの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう対策していただきます。

表１　換算係数

回路分類	回路種別		換算係数 Ki※1	主な利用例
1	三相ブリッジ	6 パルス変換装置	K11＝1	・直流電鉄変電所 ・電気化学 ・その他一般
		12 パルス変換装置	K12＝0.5	
		24 パルス変換装置	K1＝0.25	
2	単相ブリッジ	直流電流平滑	K21＝1.3	・交流式電気鉄道車両
		混合ブリッジ	K2＝0.65	
		均一ブリッジ	K23＝0.7	
3	三相ブリッジ	リアクトルなし	K31＝3.4	・汎用インバータ

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）				
	（コンデンサ平滑）	リアクトルあり（交流側）	K32＝1.8	・エレベータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり（直流側）	K33＝1.8	
		リアクトルあり（交・直流側）	K34＝1.4	
4	単相ブリッジ （コンデンサ平滑）	リアクトルなし	K41＝2.3	・汎用インバータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり（交流側）	K4＝0.35	
5	自励三相ブリッジ （電圧型 PWM※2制御） （電流型 PWM 制御）	―	K5＝0	・無停電電源装置 ・通信用電源装置 ・エレベータ ・系統連系用分散電源
6	自励単相ブリッジ （電圧型 PWM 制御）	―	K6＝0	・通信用電源装置 ・交流式電気鉄道車両 ・系統連系用分散電源
7	交流電力調整装置	抵抗負荷	K71＝1.6	・無効電力調整装置 ・大型照明装置 ・加熱器
		リアクタンス負荷 （交流アーク炉用を除く。）	K72＝0.3	
8	サイクロコンバータ	6 パルス変換装置相当	K81＝1	・電動機（圧延用，セメント用，交流式電気鉄道車両用）
		12 パルス変換装置相当	K82＝0.5	
9	交流アーク炉	単独運転	K9＝0.2	・製鋼用
10	その他		K10：申告値	

※1　Ki＝変換回路種別毎の $\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$ ／ 6 パルス変換装置の $\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$

託送供給等約款（令和６年４月１日実施）				
	（コンデンサ平滑）	リアクトルあり（交流側）	K32＝1.8	・エレベータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり（直流側）	K33＝1.8	
		リアクトルあり（交・直流側）	K34＝1.4	
4	単相ブリッジ （コンデンサ平滑）	リアクトルなし	K41＝2.3	・汎用インバータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり（交流側）	K4＝0.35	
5	自励三相ブリッジ （電圧型 PWM※2制御） （電流型 PWM 制御）	―	K5＝0	・無停電電源装置 ・通信用電源装置 ・エレベータ ・系統連系用分散電源
6	自励単相ブリッジ （電圧型 PWM 制御）	―	K6＝0	・通信用電源装置 ・交流式電気鉄道車両 ・系統連系用分散電源
7	交流電力調整装置	抵抗負荷	K71＝1.6	・無効電力調整装置 ・大型照明装置 ・加熱器
		リアクタンス負荷 （交流アーク炉用を除く。）	K72＝0.3	
8	サイクロコンバータ	6 パルス変換装置相当	K81＝1	・電動機（圧延用，セメント用，交流式電気鉄道車両用）
		12 パルス変換装置相当	K82＝0.5	
9	交流アーク炉	単独運転	K9＝0.2	・製鋼用
10	その他		K10：申告値	

※1　Ki＝変換回路種別毎の $\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$ ／ 6 パルス変換装置の $\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>託送供給等約款（令和６年４月１日実施）</th></tr>
<tr><td>（n：高調波の次数，%In：n次の高調波電流の基本波電流に対する比率）
※2　PWM：Pulse Width Modulation

表 2　契約電力 1kW あたりの高調波流出電流上限値（単位：mA/kW）
<table><tr><td>5 次</td><td>7 次</td><td>11 次</td><td>13 次</td><td>17 次</td><td>19 次</td><td>23 次</td><td>23 次超過</td></tr><tr><td>3.5</td><td>2.5</td><td>1.6</td><td>1.3</td><td>1.0</td><td>0.90</td><td>0.76</td><td>0.70</td></tr></table>
(2)　力率の保持
力率改善のために電力用コンデンサを設置する場合には，夜間・休祭日等の軽負荷時に進み力率とならないよう，電力用コンデンサを開閉できる装置を設置していただきます。また，系統運用上必要な場合には，電力用コンデンサの開放を当社から需要者にお願いすることがあります。

~~(3)~~　その他
需要者の電気の使用にあたり，次のような場合で，他の需要者等の電気の使用もしくは当社および需要者等の電気工作物に支障をきたすおそれのあるときには，協議のうえ，あらかじめ必要な調整装置または保護装置を施設していただきます。
a　各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合
b　電圧または周波数が著しく変動する場合
c　波形に著しいひずみを生じる場合
d　著しく高周波を発生する場合</td><td>（n：高調波の次数，%In：n次の高調波電流の基本波電流に対する比率）
※2　PWM：Pulse Width Modulation

表 2　契約電力 1kW あたりの高調波流出電流上限値（単位：mA/kW）
<table><tr><td>5 次</td><td>7 次</td><td>11 次</td><td>13 次</td><td>17 次</td><td>19 次</td><td>23 次</td><td>23 次超過</td></tr><tr><td>3.5</td><td>2.5</td><td>1.6</td><td>1.3</td><td>1.0</td><td>0.90</td><td>0.76</td><td>0.70</td></tr></table>
(2)　力率の保持
力率改善のために電力用コンデンサを設置する場合には，夜間・休祭日等の軽負荷時に進み力率とならないよう，電力用コンデンサを開閉できる装置を設置していただきます。また，系統運用上必要な場合には，電力用コンデンサの開放を当社から需要者にお願いすることがあります。
<u>(3)　電圧変動対策</u>
<u>受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。なお，上記理由に関わらず，他者の電気の使用に影響を及ぼす，もしくは影響を及ぼすおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。</u>
(<u>4</u>)　その他
需要者の電気の使用にあたり，次のような場合で，他の需要者等の電気の使用もしくは当社および需要者等の電気工作物に支障をきたすおそれのあるときには，協議のうえ，あらかじめ必要な調整装置または保護装置を施設していただきます。
a　各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合
b　電圧または周波数が著しく変動する場合
c　波形に著しいひずみを生じる場合
d　著しく高周波を発生する場合</td></tr>
<tr><td></td><td><u>５　サイバーセキュリティ対策</u>
<u>自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に</u></td></tr>
</table>

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。
Ⅶ　需要者設備（特別高圧）	**Ⅶ　需要者設備（特別高圧）**
５　電力品質に関する対策	**５　電力品質に関する対策**
(1)　高調波抑制対策	(1)　高調波抑制対策
a　対象となる需要者	a　対象となる需要者
(a)　高調波を発生する機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）について，次に該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）が高調波抑制対策の対象となります。（表３参照）	(a)　高調波を発生する機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）について，次に該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）が高調波抑制対策の対象となります。（表３参照）
イ　供給電圧が 22kV の需要者であって，等価容量の合計が 300kVA を超える場合	イ　供給電圧が 22kV の需要者であって，等価容量の合計が 300kVA を超える場合
ロ　供給電圧が 66kV 以上の需要者であって，等価容量の合計が 2,000kVA を超える場合	ロ　供給電圧が 66kV 以上の需要者であって，等価容量の合計が 2,000kVA を超える場合
(b)　前記(a)の等価容量を算出する場合には，対象となる高調波発生機器は，「日本産業規格 JIS C61000-3-2（限度値－高調波電流発生限度値〔１相当たりの入力電流が 20A 以下の機器〕）」の適用対象となる機器以外の機器といたします。	(b)　前記(a)の等価容量を算出する場合には，対象となる高調波発生機器は，「日本産業規格 JIS C61000-3-2（限度値－高調波電流発生限度値〔１相当たりの入力電流が 20A 以下の機器〕）」の適用対象となる機器以外の機器といたします。
b　高調波流出電流の算出	b　高調波流出電流の算出
特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施することといたします。	特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施することといたします。
(a)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。	(a)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。
(b)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。	(b)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。
(c)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。	(c)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。
(d)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。	(d)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。
c　高調波流出電流の上限値	c　高調波流出電流の上限値
特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表４に示す需要者の契約電力１kW あたりの高調波流出電流の上限値に，原則	特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表４に示す需要者の契約電力１kW あたりの高調波流出電流の上限値に，原則

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
として，該当特定需要者の契約電力（kW を単位とする。）を乗じた値といたします。	として，該当特定需要者の契約電力（kW を単位とする。）を乗じた値といたします。
d　高調波流出電流の抑制対策の実施	d　高調波流出電流の抑制対策の実施
特定需要者は，前記ｂの高調波流出電流が，前記ｃの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう対策していただきます。	特定需要者は，前記ｂの高調波流出電流が，前記ｃの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう対策していただきます。
(2)　力率の保持	(2)　力率の保持
力率改善のために電力用コンデンサを設置する場合は，以下の点を配慮していただきます。	力率改善のために電力用コンデンサを設置する場合は，以下の点を配慮していただきます。
夜間および休祭日等の軽負荷時には，進み力率とならないよう電力用コンデンサを自動的に開放する装置を設置していただくことがあります。	夜間および休祭日等の軽負荷時には，進み力率とならないよう電力用コンデンサを自動的に開放する装置を設置していただくことがあります。
また，系統運用上必要な場合は，電力用コンデンサの開放を当社から需要者にお願いすることがあります。	また，系統運用上必要な場合は，電力用コンデンサの開放を当社から需要者にお願いすることがあります。
	(3)　電圧変動対策
	受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。
(~~3~~)　その他	(4)　その他
需要者の電気の使用にあたり，次のような場合で，他の需要者等の電気の使用もしくは当社および発電者の電気工作物に支障をきたすおそれのあるときには，協議のうえ，あらかじめ必要な調整装置または保護装置を施設していただきます。	需要者の電気の使用にあたり，次のような場合で，他の需要者等の電気の使用もしくは当社および発電者の電気工作物に支障をきたすおそれのあるときには，協議のうえ，あらかじめ必要な調整装置または保護装置を施設していただきます。
a　各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合	a　各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合
b　電圧または周波数が著しく変動する場合	b　電圧または周波数が著しく変動する場合
c　波形に著しいひずみを生じる場合	c　波形に著しいひずみを生じる場合
d　著しく高周波を発生する場合	d　著しく高周波を発生する場合

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

表３　換算係数

回路分類	回路種別		換算係数 Ki※1	主な利用例
1	三相ブリッジ	6 パルス変換装置	K11＝1	・直流電鉄変電所 ・電気化学 ・その他一般
		12 パルス変換装置	K12＝0.5	
		24 パルス変換装置	K13＝0.25	
2	単相ブリッジ	直流電流平滑	K21＝1.3	・交流式電気鉄道車両
		混合ブリッジ	K22＝0.65	
		均一ブリッジ	K23＝0.7	
3	三相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K31＝3.4	・汎用インバータ ・エレベータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり(交流側)	K32＝1.8	
		リアクトルあり(直流側)	K33＝1.8	
		リアクトルあり(交・直流側)	K34＝1.4	
4	単相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K41＝2.3	・汎用インバータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり(交流側)	K42＝0.35	
5	自励三相ブリッジ (電圧型 PWM※2制御) (電流型 PWM 制御)	―	K5＝0	・無停電電源装置 ・通信用電源装置 ・エレベータ ・系統連系用分散電源
6	自励単相ブリッジ	―	K6＝0	・通信用電源装置

託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

表３　換算係数

回路分類	回路種別		換算係数 Ki※1	主な利用例
1	三相ブリッジ	6 パルス変換装置	K11＝1	・直流電鉄変電所 ・電気化学 ・その他一般
		12 パルス変換装置	K12＝0.5	
		24 パルス変換装置	K13＝0.25	
2	単相ブリッジ	直流電流平滑	K21＝1.3	・交流式電気鉄道車両
		混合ブリッジ	K22＝0.65	
		均一ブリッジ	K23＝0.7	
3	三相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K31＝3.4	・汎用インバータ ・エレベータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり(交流側)	K32＝1.8	
		リアクトルあり(直流側)	K33＝1.8	
		リアクトルあり(交・直流側)	K34＝1.4	
4	単相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K41＝2.3	・汎用インバータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり(交流側)	K42＝0.35	
5	自励三相ブリッジ (電圧型 PWM※2制御) (電流型 PWM 制御)	―	K5＝0	・無停電電源装置 ・通信用電源装置 ・エレベータ ・系統連系用分散電源
6	自励単相ブリッジ	―	K6＝0	・通信用電源装置

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

	（電圧型 PWM 制御）			・交流式電気鉄道車両 ・系統連系用分散電源
7	交流電力調整装置	抵抗負荷	K71＝1.6	・無効電力調整装置 ・大型照明装置 ・加熱器
		リアクタンス負荷 （交流アーク炉用を除く。）	K72＝0.3	
8	サイクロコンバータ	6 パルス変換装置相当	K81＝1	・電動機（圧延用，セメント用，交流式電気鉄道車両用）
		12 パルス変換装置相当	K82＝0.5	
9	交流アーク炉	単独運転	K9＝0.2	・製鋼用
10	その他		K10:申告値	

※1　Ki＝変換回路種別毎の$\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$／６パルス変換装置の$\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$

（n：高調波の次数，$\%In$：n次の高調波電流の基本波電流に対する比率）

※2　PWM：Pulse Width Modulation

表4　契約電力１kW あたりの高調波流出電流上限値（単位：mA/kW）

供給電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
154kV	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275kV	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

託送供給等約款（令和６年４月１日実施）

	（電圧型 PWM 制御）			・交流式電気鉄道車両 ・系統連系用分散電源
7	交流電力調整装置	抵抗負荷	K71＝1.6	・無効電力調整装置 ・大型照明装置 ・加熱器
		リアクタンス負荷 （交流アーク炉用を除く。）	K72＝0.3	
8	サイクロコンバータ	6 パルス変換装置相当	K81＝1	・電動機（圧延用，セメント用，交流式電気鉄道車両用）
		12 パルス変換装置相当	K82＝0.5	
9	交流アーク炉	単独運転	K9＝0.2	・製鋼用
10	その他		K10:申告値	

※1　Ki＝変換回路種別毎の$\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$／６パルス変換装置の$\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$

（n：高調波の次数，$\%In$：n次の高調波電流の基本波電流に対する比率）

※2　PWM：Pulse Width Modulation

表4　契約電力１kW あたりの高調波流出電流上限値（単位：mA/kW）

供給電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
154kV	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275kV	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

６　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（令和６年４月１日実施）
	係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

３　電気事業法施行規則第 17 条の４第１項の規定により提出した書類の写し

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

原企発５第４号
令和５年９月29日

経済産業大臣　西 村　康 稔　殿

東京都千代田区内幸町１丁目１番３号
東京電力パワーグリッド株式会社
代表取締役社長　金 子　禎 則

次のとおり収入の見通しの変更の承認を受けたいので、電気事業法第17条の２第４項の規定により申請します。

変 更 の 内 容	別紙のとおりであります
変 更 年 月 日	令和６年４月１日

別　紙

電気事業法施行規則第 17 条の４の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会（以下，基本政策小委）において取りまとめられた「今後の電力政策の方向性について　中間とりまとめ（2023年２月公表)」において，2024年度から発電側課金制度を導入することとされており，これに伴う託送料金の見直しが必要となります。

当該見直しを契機として，託送供給等に係る収入の見通しについても，第62回基本政策小委（2023年５月30日開催）において容量市場での供給力調達の在り方を見直すことに伴い容量拠出金の負担見直しに関して託送負担とする方向性が示されたことや，2022年度の最終保障供給取引損益やインバランス収支（追加供給力公募費用を含む）について，第１規制期間における収入の見通しの申請時点では実績が確定していなかったことにより収入の見通しに織り込むことができなかった費用について実績が確定したことに加えて，直近で承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの算定時における制御不能費用の想定値と規制期間における実績値に約定や公募の確定に伴う乖離が生じると見込まれることなどを踏まえ，変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第17条の２第４項の規定にもとづき，ここに託送供給等に係る収入の見通しの変更を申請する次第であります。

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
役員給与	192,000	192,000	191,000	191,000	190,000	956,000	191,200	
給料手当	113,462,000	112,073,000	109,450,000	106,350,000	102,319,000	543,654,000	108,730,800	
給料手当振替額（貸方）	▲ 1,182,000	▲ 1,169,000	▲ 1,142,000	▲ 1,110,000	▲ 1,067,000	▲ 5,670,000	▲ 1,134,000	▲表示で記載
退職給与金 ※1	6,097,000	7,521,000	7,223,000	6,864,000	6,359,000	34,064,000	6,812,800	
厚生費	18,623,000	18,541,000	18,117,000	17,670,000	17,127,000	90,078,000	18,015,600	
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	746,000	745,000	745,000	746,000	745,000	3,727,000	745,400	
（人件費計）	137,938,000	137,903,000	134,584,000	130,711,000	125,673,000	666,809,000	133,361,800	
修繕費 ※2	13,156,000	12,380,000	11,797,000	11,851,000	11,863,000	61,047,000	12,209,400	
研究費	8,952,000	8,556,000	9,490,000	8,505,000	8,503,000	44,006,000	8,801,200	
消耗品費	4,095,000	4,095,000	4,094,000	4,094,000	4,093,000	20,471,000	4,094,200	
損害保険料	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,726,000	8,638,000	1,727,600	
養成費	1,679,000	1,762,000	1,637,000	1,637,000	1,761,000	8,476,000	1,695,200	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 723,000	▲ 943,000	▲ 652,000	▲ 768,000	▲ 603,000	▲ 3,689,000	▲ 737,800	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 144,000	▲ 144,000	▲ 144,000	▲ 143,000	▲ 143,000	▲ 718,000	▲ 143,600	▲表示で記載
委託費 ※3	121,464,000	122,217,000	124,423,000	124,592,000	125,909,000	618,605,000	123,721,000	
普及開発関係費	19,000	19,000	19,000	19,000	18,000	94,000	18,800	
諸費 ※4	23,690,000	24,032,000	23,595,000	24,152,000	23,734,000	119,203,000	23,840,600	
電気事業雑収益 ※5	▲ 2,006,000	▲ 1,916,000	▲ 1,830,000	▲ 1,822,000	▲ 1,816,000	▲ 9,390,000	▲ 1,878,000	▲表示で記載
第１区分費用計	309,848,000	309,689,000	308,741,000	304,556,000	300,718,000	1,533,552,000	306,710,400	
修繕費 ※6	73,391,000	71,679,000	69,402,000	69,783,000	69,829,000	354,084,000	70,816,800	
委託費 ※7	4,297,000	3,281,000	3,114,000	2,898,000	2,891,000	16,481,000	3,296,200	
諸費 ※8	321,000	331,000	603,000	699,000	638,000	2,592,000	518,400	
減価償却費 ※9	7,056,000	27,334,000	46,887,000	66,427,000	82,494,000	230,198,000	46,039,600	
固定資産税 ※10	－	3,250,000	8,416,000	12,162,000	15,732,000	39,560,000	7,912,000	
第２区分費用計	85,065,000	105,875,000	128,422,000	151,969,000	171,584,000	642,915,000	128,583,000	
次世代投資費用	2,574,000	6,730,000	13,703,000	31,981,000	34,610,000	89,598,000	17,919,600	
修繕費 ※11	108,858,000	101,659,000	91,265,000	92,944,000	95,801,000	490,527,000	98,105,400	
委託費 ※12	－	－	－	－	－	－	－	
固定資産除却費	71,036,000	79,502,000	86,848,000	85,636,000	83,317,000	406,339,000	81,267,800	
賃借料 ※13	21,970,000	21,939,000	21,877,000	21,842,000	21,685,000	109,313,000	21,862,600	
託送料 ※14	17,405,000	17,404,000	17,327,000	17,204,000	16,824,000	86,164,000	17,232,800	
共有設備費等分担額	1,038,000	1,038,000	1,038,000	1,038,000	1,038,000	5,190,000	1,038,000	
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	

	地帯間購入送電費	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	5,000	1,000	
	一般送配電事業等に係る電力料 ※15	2,634,000	2,622,000	2,608,000	2,595,000	2,582,000	13,041,000	2,608,200	
	需給調整市場手数料 ※16	39,000	637,000	637,000	637,000	637,000	2,587,000	517,400	
	電力費振替勘定（貸方）	▲ 266,000	▲ 266,000	▲ 266,000	▲ 266,000	▲ 266,000	▲ 1,330,000	▲ 266,000	▲表示で記載
	開発費	－	－	－	－	－	－	－	
	株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	
	社債発行費	1,027,000	1,028,000	1,028,000	536,000	400,000	4,019,000	803,800	
	開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	廃炉等負担金	120,000,000	120,000,000	120,000,000	120,000,000	120,000,000	600,000,000	120,000,000	
	離島等供給に係る費用 ※17	10,842,000	10,568,000	10,474,000	10,299,000	10,134,000	52,317,000	10,463,400	
	離島等供給に係る収益 ※18	▲ 3,236,000	▲ 3,236,000	▲ 3,236,000	▲ 3,236,000	▲ 3,236,000	▲ 16,180,000	▲ 3,236,000	▲表示で記載
第	3区分費用計	351,348,000	352,896,000	349,601,000	349,230,000	348,917,000	1,751,992,000	350,398,400	
	地帯間販売送電料	▲ 62,000	▲ 62,000	▲ 62,000	▲ 62,000	▲ 62,000	▲ 310,000	▲ 62,000	▲表示で記載
	地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	託送収益 ※19	▲ 6,245,000	▲ 6,245,000	▲ 5,889,000	▲ 5,894,000	▲ 5,446,000	▲ 29,719,000	▲ 5,943,800	▲表示で記載
	事業者間精算収益	▲ 6,180,000	▲ 6,180,000	▲ 6,180,000	▲ 6,180,000	▲ 6,180,000	▲ 30,900,000	▲ 6,180,000	▲表示で記載
	電気事業雑収益 ※20	▲ 59,062,000	▲ 59,776,000	▲ 60,530,000	▲ 58,964,000	▲ 58,589,000	▲ 296,921,000	▲ 59,384,200	▲表示で記載
	預金利息	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
控	除収益計	▲ 71,549,000	▲ 72,263,000	▲ 72,661,000	▲ 71,100,000	▲ 70,277,000	▲ 357,850,000	▲ 71,570,000	
	減価償却費 ※21	210,539,000	196,453,000	186,275,000	176,215,000	166,743,000	936,225,000	187,245,000	
	退職給与金 ※22	1,710,000	－	－	－	－	1,710,000	342,000	
	ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	124,000	96,000	98,000	96,000	－	414,000	82,800	
	賃借料 ※23	74,201,000	74,201,000	74,201,000	74,201,000	74,202,000	371,006,000	74,201,200	
	諸費 ※24	4,885,000	4,889,000	4,887,000	4,890,000	4,892,000	24,443,000	4,888,600	
	貸倒損	829,000	829,000	829,000	829,000	830,000	4,146,000	829,200	貸方の場合は▲表示で記載
	振替損失調整額	5,874,000	5,874,000	5,874,000	5,874,000	5,874,000	29,370,000	5,874,000	
	インバランス収支過不足額 ※25	37,624,000	31,358,000	－	－	－	68,982,000	13,796,400	貸方の場合は▲表示で記載
	電源開発促進税	101,195,000	100,873,000	100,822,000	100,753,000	100,941,000	504,584,000	100,916,800	
	事業税	17,645,000	17,872,000	17,654,000	18,315,000	18,455,000	89,941,000	17,988,200	
	雑税	2,290,000	2,290,000	2,290,000	2,290,000	2,289,000	11,449,000	2,289,800	
	法人税等	27,927,000	27,927,000	27,927,000	27,926,000	27,926,000	139,633,000	27,926,600	
	賠償負担金相当金	23,052,000	23,052,000	23,052,000	23,052,000	23,052,000	115,260,000	23,052,000	
	廃炉円滑化負担金相当金	17,073,000	17,073,000	17,073,000	17,073,000	17,073,000	85,365,000	17,073,000	
	固定資産税 ※26	60,246,000	57,810,000	55,176,000	52,534,000	49,983,000	275,749,000	55,149,800	
	調整力の確保に要する費用 ※27	▲ 2,463,000	51,064,000	32,095,000	32,712,000	45,301,000	158,709,000	31,741,800	貸方の場合は▲表示で記載
	再給電に要する費用 ※28	－	－	－	－	－	－	－	
制	御不能費用計	582,751,000	611,661,000	548,253,000	536,760,000	537,561,000	2,816,986,000	563,397,200	

託送料 ※29	6,176,000	6,177,000	7,516,000	8,444,000	11,386,000	39,699,000	7,939,800	
補償費	887,000	887,000	887,000	887,000	887,000	4,435,000	887,000	
事業者間精算費	12,021,000	12,021,000	12,021,000	12,021,000	12,021,000	60,105,000	12,021,000	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	1,318,000	1,318,000	1,318,000	1,318,000	1,318,000	6,590,000	1,318,000	
調整力の確保に要する費用 ※31	107,957,000	81,317,000	89,414,000	73,709,000	70,659,000	423,056,000	84,611,200	
発電抑制に要する費用 ※32	38,000	38,000	39,000	39,000	39,000	193,000	38,600	
事後検証費用	128,397,000	101,758,000	111,195,000	96,418,000	96,310,000	534,078,000	106,815,600	
事業報酬	64,419,000	66,220,000	68,545,000	70,524,000	71,879,000	341,587,000	68,317,400	
追加事業報酬	331,000	333,000	340,000	376,000	404,000	1,784,000	356,800	
収入の見通し計	1,453,184,000	1,482,899,000	1,456,139,000	1,470,714,000	1,491,706,000	7,354,642,000	1,470,928,400	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。
※6：取替修繕費及び修繕費であって配電設備及び業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※7：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※8：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※9：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※10：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する税額に限る。
※11：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※12：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※13：第６条に規定するものを除く。
※14：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※15：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※16：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※17：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※18：送配電等業務に係る収益を除く。
※19：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。
※20：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。
※21：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※22：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。
※23：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
※24：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。
※25：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。
※26：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。
※27：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。
※28：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。
※29：連系線の増強等に係る費用に限る。
※30：災害等扶助交付金を含む。
※31：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等（再生可能エネルギー電気特措法第２条第５項に規定する認定発電設備（同条第３項第１号に掲げる太陽光及び同項第２号に掲げる風力を電気に変換するものに限る。）から供出される電力量について、翌日市場（一般社団法人日本卸電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行うための卸電力取引市場をいう。）の売買取引が行われる日の午前六時における一般送配電事業者による予測値と当該売買取引に係る電力の受渡しを行う一時間前における当該一般送配電事業者による予測値との差を調整するための調整電源等を除く。）を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。
※32：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

様式第２（第３条から第１１条まで関係）

第１表

第１区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
役員給与	150,682	162,342	165,201	195,089	212,607	885,921	177,184	192,000	192,000	191,000	191,000	190,000	956,000	191,200	
給料手当	135,348,363	128,027,413	125,641,190	119,586,900	116,428,800	625,032,666	125,006,533	113,462,000	112,073,000	109,450,000	106,350,000	102,319,000	543,654,000	108,730,800	
給料手当振替額（貸方）	▲ 1,472,853	▲ 1,519,029	▲ 1,418,933	▲ 1,034,994	▲ 1,047,742	▲ 6,493,551	▲ 1,298,710	▲ 1,182,000	▲ 1,169,000	▲ 1,142,000	▲ 1,110,000	▲ 1,067,000	▲ 5,670,000	▲ 1,134,000	▲表示で記載
退職給与金 ※1	14,160,341	10,485,444	9,526,982	9,564,074	8,845,960	52,582,801	10,516,560	6,097,000	7,521,000	7,223,000	6,864,000	6,359,000	34,064,000	6,812,800	
厚生費	21,230,629	20,426,746	19,999,641	19,107,281	19,016,420	99,780,717	19,956,143	18,623,000	18,541,000	18,117,000	17,670,000	17,127,000	90,078,000	18,015,600	
委託検針費	11,102,375	9,782,874	7,607,025	11,571,058	－	40,063,332	8,012,666	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	3,174,567	3,288,311	2,739,109	4,635,361	－	13,837,348	2,767,470	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	1,585,865	1,339,146	879,199	772,815	743,971	5,320,996	1,064,199	746,000	745,000	745,000	746,000	745,000	3,727,000	745,400	
修繕費 ※2	8,286,845	9,023,639	11,512,960	11,439,690	12,233,898	52,497,032	10,499,406	13,156,000	12,380,000	11,797,000	11,851,000	11,863,000	61,047,000	12,209,400	
研究費	6,885,932	6,814,524	7,264,972	7,374,730	7,718,700	36,058,858	7,211,772	8,952,000	8,556,000	9,490,000	8,505,000	8,503,000	44,006,000	8,801,200	
消耗品費	3,709,416	3,455,475	4,158,446	4,286,489	4,838,904	20,448,730	4,089,746	4,095,000	4,095,000	4,094,000	4,094,000	4,093,000	20,471,000	4,094,200	
損害保険料	1,889,388	1,565,503	1,563,972	1,717,112	1,905,556	8,641,531	1,728,306	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,728,000	1,726,000	8,638,000	1,727,600	
養成費	921,138	976,728	1,119,384	1,329,888	1,166,311	5,513,449	1,102,690	1,679,000	1,762,000	1,637,000	1,637,000	1,761,000	8,476,000	1,695,200	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 278,906	▲ 487,159	▲ 335,598	▲ 434,217	▲ 636,462	▲ 2,172,342	▲ 434,468	▲ 723,000	▲ 943,000	▲ 652,000	▲ 768,000	▲ 603,000	▲ 3,689,000	▲ 737,800	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 124,131	▲ 113,213	▲ 158,766	▲ 166,884	▲ 151,343	▲ 714,337	▲ 142,867	▲ 144,000	▲ 144,000	▲ 144,000	▲ 143,000	▲ 143,000	▲ 718,000	▲ 143,600	▲表示で記載
委託費 ※3	109,491,399	104,657,893	111,968,196	102,008,548	111,995,663	540,121,699	108,024,340	121,464,000	122,217,000	124,423,000	124,592,000	125,909,000	618,605,000	123,721,000	
普及開発関係費	1,314	3,896	27,619	10,981	18,899	62,709	12,542	19,000	19,000	19,000	19,000	18,000	94,000	18,800	
諸費 ※4	17,880,001	17,781,538	19,764,917	20,307,293	22,335,470	98,069,219	19,613,844	23,690,000	24,032,000	23,595,000	24,152,000	23,734,000	119,203,000	23,840,600	
電気事業雑収益 ※5	▲ 19,352,209	▲ 19,001,820	▲ 20,096,019	▲ 9,187,030	▲ 2,026,175	▲ 69,663,253	▲ 13,932,651	▲ 2,006,000	▲ 1,916,000	▲ 1,830,000	▲ 1,822,000	▲ 1,816,000	▲ 9,390,000	▲ 1,878,000	▲表示で記載
第１区分費用計	314,590,156	296,670,251	301,929,497	303,084,184	303,599,437	1,519,873,525	303,974,705	309,848,000	309,689,000	308,741,000	304,556,000	300,718,000	1,533,552,000	306,710,400	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。

≪項目別明細表≫

（1）第３条第３項関係

[役員給与]

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内取締役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外取締役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外監査役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計		150,682	162,342	165,201	195,089	212,607	885,921	177,184	192,000	192,000	191,000	191,000	190,000	956,000	191,200	
社内取締役	役員数（人）	6	6	6	7	7	32	6	7	7	7	7	7	35	7	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外取締役	役員数（人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役	役員数（人）	2	2	2	2	2	10	2	2	2	2	2	2	10	2	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外監査役	役員数（人）	－	－	－	－	1	1	－	1	1	1	1	1	5	1	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

[給料手当]

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
基準賃金	84,775,326	80,862,411	77,231,618	75,533,592	73,663,687	392,066,634	78,413,327	72,148,000	71,544,000	70,191,000	68,500,000	66,546,000	348,929,000	69,785,800	
基準外賃金	19,708,470	19,372,642	21,269,878	19,424,610	20,071,359	99,846,959	19,969,392	19,055,000	18,900,000	18,539,000	18,074,000	17,532,000	92,100,000	18,420,000	
諸給与金	34,029,980	32,109,469	31,429,304	30,363,057	28,939,863	156,871,673	31,374,335	29,157,000	28,651,000	28,258,000	27,507,000	26,402,000	139,975,000	27,995,000	
控除口（貸方）	▲ 3,151,246	▲ 4,299,463	▲ 4,265,458	▲ 5,691,220	▲ 6,201,061	▲ 23,608,448	▲ 4,721,690	▲ 6,868,000	▲ 6,992,000	▲ 7,509,000	▲ 7,702,000	▲ 8,134,000	▲ 37,205,000	▲ 7,441,000	
附帯事業振替額	▲ 14,167	▲ 17,646	▲ 24,152	▲ 43,139	▲ 45,048	▲ 144,152	▲ 28,830	▲ 30,000	▲ 30,000	▲ 29,000	▲ 29,000	▲ 27,000	▲ 145,000	▲ 29,000	
合計	135,348,363	128,027,413	125,641,190	119,586,900	116,428,800	625,032,666	125,006,533	113,462,000	112,073,000	109,450,000	106,350,000	102,319,000	543,654,000	108,730,800	
平均経費人員（人）	18,172	17,288	16,453	15,932	15,593	83,438	16,688	15,280	15,105	14,820	14,483	14,099	73,787	14,757	
平均基準賃金（千円/月）	389	390	391	395	394	1,959	392	393	395	395	394	393	1,970	394	

[退職給与金]

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
引当金増加額	3,039,077	▲ 1,858,968	▲ 5,868,148	▲ 6,834,069	▲ 7,325,182	▲ 18,847,290	▲ 3,769,458	▲ 8,353,000	▲ 7,060,000	▲ 8,608,000	▲ 10,893,000	▲ 12,192,000	▲ 47,106,000	▲ 9,421,200	
実払額	11,121,264	12,344,412	15,395,130	16,398,143	16,171,142	71,430,091	14,286,018	14,450,000	14,581,000	15,831,000	17,757,000	18,551,000	81,170,000	16,234,000	
年金保険料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	14,160,341	10,485,444	9,526,982	9,564,074	8,845,960	52,582,801	10,516,560	6,097,000	7,521,000	7,223,000	6,864,000	6,359,000	34,064,000	6,812,800	

［厚生費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法定厚生費	健康保険料	5,848,372	5,627,141	5,542,007	5,396,418	5,075,043	27,488,981	5,497,796	4,904,000	4,893,000	4,806,000	4,702,000	4,583,000	23,888,000	4,777,600	
	介護保険料	594,116	689,763	782,329	879,507	957,823	3,903,538	780,708	975,000	981,000	964,000	942,000	919,000	4,781,000	956,200	
	労災保険料	260,646	263,553	271,971	245,140	241,719	1,283,029	256,606	257,000	255,000	251,000	248,000	241,000	1,252,000	250,400	
	雇用保険料	827,844	807,960	804,747	781,886	772,724	3,995,161	799,032	953,000	945,000	930,000	913,000	890,000	4,631,000	926,200	
	厚生年金保険料	11,110,038	10,736,321	10,487,326	10,358,969	10,212,764	52,905,418	10,581,084	9,882,000	9,865,000	9,682,000	9,469,000	9,228,000	48,126,000	9,625,200	
	労災補償費	393	414	250	183	299	1,539	308	－	－	－	－	－	－	－	
	健康診断費	128,036	123,766	111,152	90,072	129,002	582,028	116,406	110,000	110,000	110,000	110,000	110,000	550,000	110,000	
	子ども・子育て拠出金	282,825	357,970	391,467	373,639	404,284	1,810,185	362,037	389,000	390,000	382,000	374,000	365,000	1,900,000	380,000	
	その他	▲ 577,284	▲ 847,533	▲ 1,152,621	▲ 1,469,593	▲ 1,488,255	▲ 5,535,286	▲ 1,107,057	▲ 1,519,000	▲ 1,543,000	▲ 1,610,000	▲ 1,636,000	▲ 1,693,000	▲ 8,001,000	▲ 1,600,200	
	計	18,474,986	17,759,355	17,238,628	16,656,221	16,305,403	86,434,593	17,286,919	15,951,000	15,896,000	15,515,000	15,122,000	14,643,000	77,127,000	15,425,400	
一般厚生費	安全管理費	14,798	13,698	17,353	117,378	111,515	274,742	54,948	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	100,000	20,000	
	衛生管理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	福利事業費	1,510,788	1,466,702	1,545,682	1,179,152	1,499,863	7,202,187	1,440,437	1,465,000	1,451,000	1,426,000	1,396,000	1,358,000	7,096,000	1,419,200	
	厚生施設運営費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	文化体育費	－	20,817	15,590	5,987	8,156	50,550	10,110	35,000	35,000	35,000	35,000	35,000	175,000	35,000	
	慶弔費	42,813	36,509	65,174	54,179	32,145	230,820	46,164	51,000	51,000	51,000	51,000	51,000	255,000	51,000	
	その他	1,187,244	1,129,665	1,117,214	1,094,364	1,059,338	5,587,825	1,117,565	1,101,000	1,088,000	1,070,000	1,046,000	1,020,000	5,325,000	1,065,000	
	計	2,755,643	2,667,391	2,761,013	2,451,060	2,711,017	13,346,124	2,669,225	2,672,000	2,645,000	2,602,000	2,548,000	2,484,000	12,951,000	2,590,200	
合計		21,230,629	20,426,746	19,999,641	19,107,281	19,016,420	99,780,717	19,956,143	18,623,000	18,541,000	18,117,000	17,670,000	17,127,000	90,078,000	18,015,600	

［雑給］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
嘱託給	その他	1,585,865	1,339,146	879,199	772,815	743,971	5,320,996	1,064,199	746,000	745,000	745,000	746,000	745,000	3,727,000	745,400	
	計	1,585,865	1,339,146	879,199	772,815	743,971	5,320,996	1,064,199	746,000	745,000	745,000	746,000	745,000	3,727,000	745,400	
嘱託員平均人員（人）		372	313	243	220	193	1,341	268	193	193	193	193	193	965	193	
臨時用給		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
その他		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計		1,585,865	1,339,146	879,199	772,815	743,971	5,320,996	1,064,199	746,000	745,000	745,000	746,000	745,000	3,727,000	745,400	

［研究費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内研究費	カーボンニュートラルに係る研究	136,341	28,621	80,641	126,108	53,259	424,970	84,994	86,000	86,000	86,000	86,000	86,000	430,000	86,000	
	レジリエンス強化に係る研究	99,846	21,125	58,846	92,184	38,594	310,595	62,119	63,000	62,000	63,000	63,000	63,000	314,000	62,800	
	人口減少への対応に係る研究	48,202	10,222	28,333	44,248	18,525	149,530	29,906	30,000	30,000	30,000	31,000	31,000	152,000	30,400	
	多様なライフスタイルへの対応に係る研究	35,118	7,496	20,342	32,449	13,894	109,299	21,860	22,000	22,000	22,000	22,000	22,000	110,000	22,000	
	その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	計	319,507	67,464	188,162	294,989	124,272	994,394	198,879	201,000	200,000	201,000	202,000	202,000	1,006,000	201,200	
委託研究費	カーボンニュートラルに係る研究	2,093,323	2,143,849	2,277,569	2,236,018	2,386,622	11,137,381	2,227,476	2,635,000	2,551,000	2,966,000	2,540,000	2,539,000	13,231,000	2,646,200	
	レジリエンス強化に係る研究	2,810,838	2,862,100	3,007,699	3,073,787	3,281,991	15,036,415	3,007,283	4,306,000	4,069,000	4,313,000	4,037,000	4,037,000	20,762,000	4,152,400	
	人口減少への対応に係る研究	879,334	941,086	933,549	939,541	1,042,796	4,736,306	947,261	1,045,000	986,000	1,115,000	978,000	978,000	5,102,000	1,020,400	
	多様なライフスタイルへの対応に係る研究	782,930	800,025	857,993	830,395	883,019	4,154,362	830,872	765,000	750,000	895,000	748,000	747,000	3,905,000	781,000	
	その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	計	6,566,425	6,747,060	7,076,810	7,079,741	7,594,428	35,064,464	7,012,893	8,751,000	8,356,000	9,289,000	8,303,000	8,301,000	43,000,000	8,600,000	
合計		6,885,932	6,814,524	7,264,972	7,374,730	7,718,700	36,058,858	7,211,772	8,952,000	8,556,000	9,490,000	8,505,000	8,503,000	44,006,000	8,801,200	

［養成費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
研修施設運営費	252,207	250,921	282,420	522,380	529,855	1,837,783	367,557	626,000	554,000	554,000	554,000	553,000	2,841,000	568,200	
その他	668,931	725,807	836,964	807,508	636,456	3,675,666	735,133	1,053,000	1,208,000	1,083,000	1,083,000	1,208,000	5,635,000	1,127,000	
合計	921,138	976,728	1,119,384	1,329,888	1,166,311	5,513,449	1,102,690	1,679,000	1,762,000	1,637,000	1,637,000	1,761,000	8,476,000	1,695,200	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
システムサポート委託	24,591,069	22,853,045	14,796,531	12,738,654	15,428,657	90,407,956	18,081,591	18,165,000	16,287,000	16,360,000	16,362,000	16,364,000	83,538,000	16,707,600	
ビジネスサポート委託	26,414,859	19,812,524	19,518,225	14,917,576	15,021,718	95,684,902	19,136,980	15,862,000	16,184,000	15,747,000	15,671,000	15,498,000	78,962,000	15,792,400	
システム保守・運用委託	2,819,462	2,809,314	16,823,069	12,053,135	10,797,135	45,302,115	9,060,423	14,682,000	14,692,000	15,021,000	14,564,000	16,051,000	75,010,000	15,002,000	
給電関係委託	713,150	1,090,529	795,886	855,781	1,041,063	4,496,409	899,282	7,081,000	9,048,000	11,341,000	11,341,000	11,342,000	50,153,000	10,030,600	
竣工調査・定期調査業務委託	7,821,340	7,759,055	7,624,723	7,368,848	8,514,548	39,088,514	7,817,703	7,958,000	7,958,000	7,959,000	7,959,000	7,960,000	39,794,000	7,958,800	
土地・建物管理委託	6,625,173	7,598,043	7,869,890	7,843,320	7,919,883	37,856,309	7,571,262	7,898,000	7,899,000	7,900,000	7,900,000	7,900,000	39,497,000	7,899,400	
資材関連委託	6,221,859	6,631,425	8,415,067	8,210,885	7,330,153	36,809,389	7,361,878	7,787,000	7,788,000	7,789,000	7,789,000	7,789,000	38,942,000	7,788,400	
その他配電関係委託	6,647,391	7,022,911	7,334,806	6,801,629	7,536,676	35,343,413	7,068,683	6,974,000	6,975,000	6,975,000	6,975,000	6,976,000	34,875,000	6,975,000	
人材派遣費	3,275,138	3,146,141	3,466,213	4,527,926	4,912,078	19,327,496	3,865,499	4,730,000	4,730,000	4,731,000	4,731,000	4,731,000	23,653,000	4,730,600	
異動業務委託	4,081,699	3,750,949	4,060,396	2,677,555	4,772,128	19,342,727	3,868,545	3,732,000	3,733,000	3,733,000	3,733,000	3,734,000	18,665,000	3,733,000	
技術サポート委託	2,765,764	2,886,188	3,207,014	2,896,782	2,990,759	14,746,507	2,949,301	2,776,000	2,798,000	2,743,000	2,885,000	2,885,000	14,087,000	2,817,400	
図面等データ整備委託	3,100,212	2,910,546	2,797,521	2,529,902	2,786,675	14,124,856	2,824,971	2,663,000	2,664,000	2,664,000	2,664,000	2,664,000	13,319,000	2,663,800	
配電設備巡視・点検委託	1,957,518	2,063,059	2,169,107	2,320,175	2,259,307	10,769,166	2,153,833	2,295,000	2,295,000	2,295,000	2,295,000	2,295,000	11,475,000	2,295,000	
スマートメーター関連委託	1,172,908	738,121	517,182	617,473	632,147	3,677,831	735,566	1,409,000	1,717,000	1,717,000	2,282,000	2,282,000	9,407,000	1,881,400	
その他	11,283,857	13,586,043	12,572,566	15,648,907	20,052,736	73,144,109	14,628,822	17,452,000	17,449,000	17,448,000	17,441,000	17,438,000	87,228,000	17,445,600	
合計	109,491,399	104,657,893	111,968,196	102,008,548	111,995,663	540,121,699	108,024,340	121,464,000	122,217,000	124,423,000	124,592,000	125,909,000	618,605,000	123,721,000	

［普及開発関係費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
停電周知費用	－	148	22,838	7,456	－	30,442	6,088	10,000	10,000	10,000	10,000	9,000	49,000	9,800	
その他	1,314	3,748	4,781	3,525	18,899	32,267	6,453	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	45,000	9,000	
合計	1,314	3,896	27,619	10,981	18,899	62,709	12,542	19,000	19,000	19,000	19,000	18,000	94,000	18,800	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
通信運搬費	1,022,819	4,375,331	4,327,252	4,697,090	5,007,237	19,429,729	3,885,946	5,121,000	5,156,000	4,740,000	5,305,000	4,900,000	25,222,000	5,044,400	
旅費	2,018,304	2,055,874	1,969,639	1,289,509	1,348,390	8,681,716	1,736,343	2,018,000	2,018,000	2,018,000	2,018,000	2,018,000	10,090,000	2,018,000	
団体費	118,217	118,372	114,233	116,384	118,354	585,560	117,112	118,000	118,000	118,000	118,000	118,000	590,000	118,000	
その他	14,720,661	11,231,961	13,353,793	14,204,310	15,861,489	69,372,214	13,874,443	16,433,000	16,740,000	16,719,000	16,711,000	16,698,000	83,301,000	16,660,200	
合計	17,880,001	17,781,538	19,764,917	20,307,293	22,335,470	98,069,219	19,613,844	23,690,000	24,032,000	23,595,000	24,152,000	23,734,000	119,203,000	23,840,600	

第２表

第２区分費用明細表

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
連系線・基幹系統	減価償却費 ※1	－	－	－	－	－	－	－	641,000	5,878,000	8,823,000	12,216,000	15,493,000	43,051,000	8,610,200	
	固定資産税 ※2	－	－	－	－	－	－	－	－	461,000	2,069,000	2,914,000	3,521,000	8,965,000	1,793,000	
	計	－	－	－	－	－	－	－	641,000	6,339,000	10,892,000	15,130,000	19,014,000	52,016,000	10,403,200	
ローカル系統	減価償却費 ※3	－	－	－	－	－	－	－	1,383,000	5,142,000	9,060,000	13,385,000	17,986,000	46,956,000	9,391,200	
	固定資産税 ※4	－	－	－	－	－	－	－	－	888,000	2,755,000	4,013,000	5,465,000	13,121,000	2,624,200	
	計	－	－	－	－	－	－	－	1,383,000	6,030,000	11,815,000	17,398,000	23,451,000	60,077,000	12,015,400	
配電系統	修繕費 ※5	74,219,719	66,314,788	61,646,472	61,489,331	67,482,030	331,152,340	66,230,468	73,391,000	71,679,000	69,402,000	69,783,000	69,829,000	354,084,000	70,816,800	
	減価償却費 ※6	－	－	－	－	－	－	－	2,914,000	8,568,000	14,163,000	19,990,000	25,941,000	71,576,000	14,315,200	
	固定資産税 ※7	－	－	－	－	－	－	－	－	1,761,000	3,319,000	4,784,000	6,217,000	16,081,000	3,216,200	
	計	74,219,719	66,314,788	61,646,472	61,489,331	67,482,030	331,152,340	66,230,468	76,305,000	82,008,000	86,884,000	94,557,000	101,987,000	441,741,000	88,348,200	
その他投資	修繕費 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	委託費 ※9	2,268,863	1,921,635	1,688,764	4,845,782	6,124,157	16,849,201	3,369,840	4,297,000	3,281,000	3,114,000	2,898,000	2,891,000	16,481,000	3,296,200	
	諸費 ※10	－	－	－	－	67,779	67,779	13,556	321,000	331,000	603,000	699,000	638,000	2,592,000	518,400	
	減価償却費 ※11	－	－	－	－	－	－	－	2,118,000	7,746,000	14,841,000	20,836,000	23,074,000	68,615,000	13,723,000	
	固定資産税 ※12	－	－	－	－	－	－	－	－	140,000	273,000	451,000	529,000	1,393,000	278,600	
	計	2,268,863	1,921,635	1,688,764	4,845,782	6,191,936	16,916,980	3,383,396	6,736,000	11,498,000	18,831,000	24,884,000	27,132,000	89,081,000	17,816,200	
第２区分費用計		76,488,582	68,236,423	63,335,236	66,335,113	73,673,966	348,069,320	69,613,864	85,065,000	105,875,000	128,422,000	151,969,000	171,584,000	642,915,000	128,583,000	

（記載注意）

※1：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※2：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※3：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※4：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※5：取替修繕費であって配電設備に係るもの及び修繕費であって配電設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※6：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※7：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※8：取替修繕費であって業務設備に係るもの及び修繕費であって業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※9：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※10：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※11：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する減価償却費に限る。
※12：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する税額に限る。

≪項目別明細表≫

（1）第４条第３項から第５項まで関係

［設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

			2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
拡充投資	連系線・基幹系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	650,835	4,972,585	1,833,806	42,268,693	5,174,525	54,900,444	10,980,089	15,096,000	66,818,000	6,536,000	24,544,000	15,891,000	128,885,000	25,777,000	
		変電設備	1,840,081	1,495,431	3,814,792	38,414,975	521,882	46,087,161	9,217,432	6,079,000	26,145,000	16,136,000	26,606,000	14,705,000	89,671,000	17,934,200	
		計	2,490,916	6,468,016	5,648,598	80,683,668	5,696,407	100,987,605	20,197,521	21,175,000	92,963,000	22,672,000	51,150,000	30,596,000	218,556,000	43,711,200	
	ローカル系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	11,159,044	15,059,917	40,786,125	22,900,276	27,326,657	117,232,019	23,446,404	23,512,000	75,818,000	36,283,000	53,858,000	46,091,000	235,562,000	47,112,400	
		変電設備	3,088,518	4,628,723	3,730,985	3,929,837	6,027,283	21,405,346	4,281,069	4,842,000	5,927,000	7,954,000	11,461,000	5,503,000	35,687,000	7,137,400	
		計	14,247,562	19,688,640	44,517,110	26,830,113	33,353,940	138,637,365	27,727,473	28,354,000	81,745,000	44,237,000	65,319,000	51,594,000	271,249,000	54,249,800	
	配電系統		84,696,219	83,204,884	88,803,467	91,557,765	88,384,412	436,646,747	87,329,349	95,524,000	90,369,000	98,338,000	105,045,000	102,542,000	491,818,000	98,363,600	
	拡充投資計		101,434,697	109,361,540	138,969,175	199,071,546	127,434,759	676,271,717	135,254,343	145,053,000	265,077,000	165,247,000	221,514,000	184,732,000	981,623,000	196,324,600	
更新投資	連系線・基幹系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	19,229,253	22,232,074	5,020,216	7,609,695	8,259,636	62,350,874	12,470,175	8,036,000	28,282,000	41,988,000	17,276,000	45,377,000	140,959,000	28,191,800	
		変電設備	7,695,664	8,189,915	13,096,313	8,344,860	7,413,827	44,740,579	8,948,116	10,458,000	18,665,000	15,041,000	18,892,000	19,701,000	82,757,000	16,551,400	
		計	26,924,917	30,421,989	18,116,529	15,954,555	15,673,463	107,091,453	21,418,291	18,494,000	46,947,000	57,029,000	36,168,000	65,078,000	223,716,000	44,743,200	
	ローカル系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	25,088,578	21,839,984	22,430,390	30,054,051	22,971,444	122,384,447	24,476,889	28,727,000	38,971,000	48,363,000	50,966,000	53,357,000	220,384,000	44,076,800	
		変電設備	17,336,121	14,403,056	17,746,642	18,354,892	17,635,756	85,476,467	17,095,293	27,138,000	29,672,000	28,683,000	25,485,000	31,886,000	142,864,000	28,572,800	
		計	42,424,699	36,243,040	40,177,032	48,408,943	40,607,200	207,860,914	41,572,183	55,865,000	68,643,000	77,046,000	76,451,000	85,243,000	363,248,000	72,649,600	
	配電系統		102,083,830	104,842,556	91,807,176	90,198,432	100,754,537	489,686,531	97,937,306	105,694,000	103,046,000	94,008,000	95,479,000	95,413,000	493,640,000	98,728,000	
	更新投資計		171,433,446	171,507,585	150,100,737	154,561,930	157,035,200	804,638,898	160,927,780	180,053,000	218,636,000	228,083,000	208,098,000	245,734,000	1,080,604,000	216,120,800	
合計			272,868,143	280,869,125	289,069,912	353,633,476	284,469,959	1,480,910,615	296,182,123	325,106,000	483,713,000	393,330,000	429,612,000	430,466,000	2,062,227,000	412,445,400	
修繕費振替額（配電）			▲ 79,995,777	▲ 73,196,530	▲ 65,919,983	▲ 60,190,765	▲ 64,019,164	▲ 343,322,219	▲ 68,664,444	▲ 65,268,000	▲ 63,197,000	▲ 58,263,000	▲ 58,731,000	▲ 58,514,000	▲ 303,973,000	▲ 60,794,600	▲表示で記載

≪項目別明細表≫

（1）第４条第８項関係

［その他の投資に係る設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
通信工事	8,509,978	8,754,462	9,159,047	7,471,030	7,069,504	40,964,021	8,192,804	9,918,000	9,916,000	10,508,000	10,170,000	9,993,000	50,505,000	10,101,000	
システム開発及び改良	5,127,520	8,959,915	5,759,991	29,579,919	11,758,176	61,185,521	12,237,104	19,994,000	14,559,000	40,789,000	6,988,000	3,233,000	85,563,000	17,112,600	
建物関連工事	7,820,087	9,196,030	8,341,614	8,666,064	7,033,613	41,057,408	8,211,482	9,820,000	9,020,000	10,337,000	7,255,000	7,102,000	43,534,000	8,706,800	
系統・給電設備工事	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
備品取得	1,223,418	1,699,125	1,983,645	2,217,465	3,506,147	10,629,800	2,125,960	3,331,000	2,320,000	2,187,000	1,950,000	1,794,000	11,582,000	2,316,400	
リース資産取得	1,469	－	－	－	－	1,469	294	－	－	－	－	－	－	－	
用地権利設定※1	1,595,833	1,769,545	1,653,546	6,516,298	2,144,084	13,679,306	2,735,861	－	－	－	－	－	－	－	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	24,278,305	30,379,077	26,897,843	54,450,776	31,511,524	167,517,525	33,503,505	43,063,000	35,815,000	63,821,000	26,363,000	22,122,000	191,184,000	38,236,800	
修繕費振替額（通信）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
（参考）離島等供給に係る設備投資	2,537,588	1,893,527	868,864	1,418,644	439,999	7,158,622	1,431,724	1,612,000	844,000	711,000	622,000	596,000	4,385,000	877,000	

（記載注意）

※1　規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に関して設定された地役権等をいう。

第３表

第３区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
修繕費 ※1	97,132,926	90,757,286	82,572,388	86,303,411	89,276,837	446,042,848	89,208,570	108,858,000	101,659,000	91,265,000	92,944,000	95,801,000	490,527,000	98,105,400	
委託費 ※2	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
固定資産除却費	49,759,898	56,396,558	53,948,877	52,308,488	59,180,485	271,594,306	54,318,861	71,036,000	79,502,000	86,848,000	85,636,000	83,317,000	406,339,000	81,267,800	
賃借料 ※3	22,940,728	20,585,370	21,015,688	21,239,382	21,562,040	107,343,208	21,468,642	21,970,000	21,939,000	21,877,000	21,842,000	21,685,000	109,313,000	21,862,600	
託送料 ※4	16,298,284	16,204,444	15,704,094	16,038,913	17,589,484	81,835,219	16,367,044	17,405,000	17,404,000	17,327,000	17,204,000	16,824,000	86,164,000	17,232,800	
共有設備費等分担額	950,391	926,362	1,136,484	1,120,868	1,055,509	5,189,614	1,037,923	1,038,000	1,038,000	1,038,000	1,038,000	1,038,000	5,190,000	1,038,000	
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	810	904	822	570	658	3,764	753	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	5,000	1,000	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	2,316,708	2,726,310	2,485,948	2,266,557	3,445,519	13,241,042	2,648,208	2,634,000	2,622,000	2,608,000	2,595,000	2,582,000	13,041,000	2,608,200	
需給調整市場手数料 ※6	－	－	－	－	90,528	90,528	18,106	39,000	637,000	637,000	637,000	637,000	2,587,000	517,400	
電力費振替勘定（貸方）	▲ 21,078	▲ 15,197	▲ 37,418	▲ 57,417	▲ 148,318	▲ 279,428	▲ 55,886	▲ 266,000	▲ 266,000	▲ 266,000	▲ 266,000	▲ 266,000	▲ 1,330,000	▲ 266,000	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	1,048,048	1,329,593	1,735,250	1,885,087	1,356,988	7,354,966	1,470,993	1,027,000	1,028,000	1,028,000	536,000	400,000	4,019,000	803,800	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
廃炉等負担金	126,834,010	140,871,247	123,315,762	134,576,928	122,113,267	647,711,214	129,542,243	120,000,000	120,000,000	120,000,000	120,000,000	120,000,000	600,000,000	120,000,000	
離島等供給に係る費用 ※7	8,994,603	9,541,977	9,599,565	9,449,479	12,435,796	50,021,420	10,004,284	10,842,000	10,568,000	10,474,000	10,299,000	10,134,000	52,317,000	10,463,400	
離島等供給に係る収益 ※8	▲ 2,263,756	▲ 2,446,025	▲ 2,383,919	▲ 2,099,136	▲ 2,328,791	▲ 11,521,627	▲ 2,304,325	▲ 3,236,000	▲ 3,236,000	▲ 3,236,000	▲ 3,236,000	▲ 3,236,000	▲ 16,180,000	▲ 3,236,000	▲表示で記載
第３区分費用計	323,991,572	336,878,829	309,093,541	323,033,130	325,630,002	1,618,627,074	323,725,415	351,348,000	352,896,000	349,601,000	349,230,000	348,917,000	1,751,992,000	350,398,400	

（記載注意）

※1：第３条及び第４条に規定するものを除く。

※2：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。

※3：第６条に規定するものを除く。

※4：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。

※5：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。

※6：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。

※7：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。

※8：送配電等業務に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（1）第５条第３項関係

［修繕費］

（単位：千円）

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
		（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	設備取替・補修	6,966,356	6,159,608	7,670,507	7,331,861	7,919,011	36,047,343	7,209,469	9,351,000	8,552,000	9,771,000	9,493,000	10,055,000	47,222,000	9,444,400	
	塗装	3,337,326	4,816,657	4,868,137	6,476,012	6,854,454	26,352,586	5,270,517	9,552,000	10,546,000	9,543,000	9,614,000	10,367,000	49,622,000	9,924,400	
	保安対策	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	第三者要請対応	1,918,013	1,546,691	698,263	782,160	916,549	5,861,676	1,172,335	1,777,000	1,426,000	640,000	714,000	832,000	5,389,000	1,077,800	
	その他	5,165,005	5,860,327	5,261,695	6,310,275	6,898,824	29,496,126	5,899,225	5,269,000	5,806,000	5,214,000	6,205,000	6,813,000	29,307,000	5,861,400	
	計	17,386,700	18,383,283	18,498,602	20,900,308	22,588,838	97,757,731	19,551,546	25,949,000	26,330,000	25,168,000	26,026,000	28,067,000	131,540,000	26,308,000	
変電設備	設備取替・補修	6,487,645	6,567,310	4,955,597	4,590,261	5,589,740	28,190,553	5,638,111	7,657,000	7,442,000	5,871,000	5,458,000	6,451,000	32,879,000	6,575,800	
	塗装	74,853	121,812	15,927	7,395	35,891	255,878	51,176	144,000	161,000	58,000	48,000	77,000	488,000	97,600	
	保安対策	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	第三者要請対応	23,090	8,759	15	673	1,076	33,613	6,723	25,000	10,000	1,000	1,000	2,000	39,000	7,800	
	その他	203,866	45,626	258,494	527,742	825,454	1,861,182	372,236	472,000	477,000	15,000	186,000	399,000	1,549,000	309,800	
	計	6,789,454	6,743,507	5,230,033	5,126,071	6,452,161	30,341,226	6,068,245	8,298,000	8,090,000	5,945,000	5,693,000	6,929,000	34,955,000	6,991,000	
配電設備	第三者要請対応	18,340,872	14,272,310	12,000,879	13,409,323	14,091,195	72,114,579	14,422,916	18,246,000	14,127,000	11,819,000	13,139,000	13,737,000	71,068,000	14,213,600	
	その他	53,043,793	49,684,610	45,257,233	44,894,780	43,851,350	236,731,766	47,346,353	53,948,000	50,443,000	45,822,000	45,172,000	43,904,000	239,289,000	47,857,800	
	計	71,384,665	63,956,920	57,258,112	58,304,103	57,942,545	308,846,345	61,769,269	72,194,000	64,570,000	57,641,000	58,311,000	57,641,000	310,357,000	62,071,400	
業務設備	第三者要請対応	1,724	－	－	301	－	2,025	405	2,000	－	－	－	－	2,000	400	
	その他	1,570,383	1,673,576	1,585,641	1,972,628	2,293,293	9,095,521	1,819,104	2,415,000	2,669,000	2,511,000	2,914,000	3,164,000	13,673,000	2,734,600	
	計	1,572,107	1,673,576	1,585,641	1,972,929	2,293,293	9,097,546	1,819,509	2,417,000	2,669,000	2,511,000	2,914,000	3,164,000	13,675,000	2,735,000	
合計		97,132,926	90,757,286	82,572,388	86,303,411	89,276,837	446,042,848	89,208,570	108,858,000	101,659,000	91,265,000	92,944,000	95,801,000	490,527,000	98,105,400	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
変電設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
配電設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
業務設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

［固定資産除却費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	除却損	3,984,027	3,994,098	4,054,095	4,379,349	7,635,535	24,047,104	4,809,421	3,240,000	4,676,000	5,691,000	6,759,000	5,524,000	25,890,000	5,178,000	
	除却費用	10,092,819	11,182,350	11,070,040	9,704,806	11,765,401	53,815,416	10,763,083	16,541,000	19,487,000	27,773,000	24,919,000	23,576,000	112,296,000	22,459,200	
変電設備	除却損	3,673,720	2,320,560	1,727,676	1,728,902	1,510,792	10,961,650	2,192,330	1,689,000	4,965,000	2,684,000	2,460,000	1,851,000	13,649,000	2,729,800	
	除却費用	2,919,026	4,591,971	4,234,094	2,858,553	2,846,568	17,450,212	3,490,042	5,634,000	7,138,000	7,037,000	6,484,000	7,299,000	33,592,000	6,718,400	
配電設備	除却損	11,643,900	15,205,821	13,264,740	13,591,578	14,751,858	68,457,897	13,691,579	17,725,000	18,164,000	17,224,000	17,936,000	18,191,000	89,240,000	17,848,000	
	除却費用	16,918,345	18,526,119	19,141,596	19,709,367	19,519,242	93,814,669	18,762,934	25,124,000	23,194,000	24,344,000	25,905,000	25,791,000	124,358,000	24,871,600	
業務設備	除却損	221,963	224,449	97,486	123,629	657,090	1,324,617	264,923	215,000	640,000	736,000	260,000	198,000	2,049,000	409,800	
	除却費用	306,098	351,190	359,150	212,304	493,999	1,722,741	344,548	868,000	1,238,000	1,359,000	913,000	887,000	5,265,000	1,053,000	
合計	除却損	19,523,610	21,744,928	19,143,997	19,823,458	24,555,275	104,791,268	20,958,254	22,869,000	28,445,000	26,335,000	27,415,000	25,764,000	130,828,000	26,165,600	
	除却費用	30,236,288	34,651,630	34,804,880	32,485,030	34,625,210	166,803,038	33,360,608	48,167,000	51,057,000	60,513,000	58,221,000	57,553,000	275,511,000	55,102,200	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
借地借家料	19,610,745	17,309,163	17,625,067	17,679,106	17,670,666	89,894,747	17,978,949	17,818,000	17,677,000	17,570,000	17,486,000	17,373,000	87,924,000	17,584,800	
機械賃借料	69,646	75,420	53,958	52,312	39,738	291,074	58,215	40,000	40,000	39,000	39,000	39,000	197,000	39,400	
車両リース料	2,266,543	2,209,767	2,329,289	2,450,925	2,745,648	12,002,172	2,400,434	3,085,000	3,200,000	3,251,000	3,306,000	3,267,000	16,109,000	3,221,800	
その他	993,794	991,020	1,007,374	1,057,039	1,105,988	5,155,215	1,031,043	1,027,000	1,022,000	1,017,000	1,011,000	1,006,000	5,083,000	1,016,600	
合計	22,940,728	20,585,370	21,015,688	21,239,382	21,562,040	107,343,208	21,468,642	21,970,000	21,939,000	21,877,000	21,842,000	21,685,000	109,313,000	21,862,600	

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
合計	16,298,284	16,204,444	15,704,094	16,038,913	17,589,484	81,835,219	16,367,044	17,405,000	17,404,000	17,327,000	17,204,000	16,824,000	86,164,000	17,232,800	

第４表

離島等供給に係る費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
役員給与	1,047	1,128	1,148	1,355	1,470	6,148	1,230	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	5,000	1,000	
給料手当	1,061,279	991,806	987,307	938,654	850,614	4,829,660	965,932	637,000	636,000	635,000	634,000	634,000	3,176,000	635,200	
給料手当振替額（貸方）	▲ 12,775	▲ 10,546	▲ 8,703	▲ 6,061	▲ 5,270	▲ 43,355	▲ 8,671	▲ 7,000	▲ 7,000	▲ 7,000	▲ 7,000	▲ 7,000	▲ 35,000	▲ 7,000	▲表示で記載
退職給与金	107,153	46,847	86,524	47,579	55,689	343,792	68,758	43,000	43,000	43,000	42,000	42,000	213,000	42,600	
厚生費	168,291	160,475	156,363	151,757	143,798	780,684	156,137	108,000	109,000	109,000	109,000	109,000	544,000	108,800	
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	105,833	98,254	89,317	79,964	83,724	457,092	91,418	82,000	82,000	82,000	80,000	80,000	406,000	81,200	
燃料費	2,831,798	3,417,902	3,383,316	2,948,829	3,914,667	16,496,512	3,299,302	4,770,000	4,770,000	4,770,000	4,680,000	4,680,000	23,670,000	4,734,000	
廃棄物処理費	48,482	25,794	－	1,630	4,358	80,264	16,053	2,000	2,000	2,000	2,000	1,000	9,000	1,800	
消耗品費	49,216	49,253	52,478	49,130	70,424	270,501	54,100	49,000	49,000	49,000	49,000	49,000	245,000	49,000	
修繕費	1,434,991	1,431,713	1,470,437	1,611,437	1,515,584	7,464,162	1,492,832	2,222,000	1,749,000	1,848,000	1,843,000	1,689,000	9,351,000	1,870,200	
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
補償費	951	22,001	204	179	179	23,514	4,703	－	－	－	－	－	－	－	
賃借料	35,469	31,396	28,727	27,737	27,423	150,752	30,150	27,000	27,000	26,000	25,000	25,000	130,000	26,000	
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託費	1,049,569	919,505	1,135,287	1,089,753	1,148,922	5,343,036	1,068,607	1,014,000	1,014,000	1,014,000	1,015,000	1,015,000	5,072,000	1,014,400	
損害保険料	4,137	3,396	3,473	3,715	4,352	19,073	3,815	4,000	4,000	4,000	4,000	5,000	21,000	4,200	
普及開発関係費	15	44	307	122	209	697	139	－	－	－	－	1,000	1,000	200	
養成費	6,401	6,789	7,778	9,240	8,067	38,275	7,655	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	35,000	7,000	
研究費	83,635	82,768	88,239	89,572	93,517	437,731	87,546	－	－	－	－	1,000	1,000	200	
諸費	179,788	156,615	188,523	200,965	212,341	938,232	187,646	191,000	191,000	191,000	191,000	191,000	955,000	191,000	
貸倒損	12	38	198	17,214	▲ 8,299	9,163	1,833	1,000	1,000	1,000	1,000	－	4,000	800	
減価償却費	1,086,906	1,253,041	1,197,213	1,233,911	1,180,553	5,951,624	1,190,325	948,000	989,000	996,000	1,018,000	1,011,000	4,962,000	992,400	
固定資産税	102,366	125,951	134,130	121,534	124,990	608,971	121,794	114,000	124,000	123,000	120,000	116,000	597,000	119,400	
雑税	842	133	431	66	116	1,588	318	－	－	－	－	1,000	1,000	200	
固定資産除却費	400,324	366,270	292,450	306,346	2,622,372	3,987,762	797,552	253,000	403,000	206,000	111,000	109,000	1,082,000	216,400	
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社購入電源費	16,000	19,666	19,401	19,531	55,591	130,189	26,038	106,000	106,000	106,000	106,000	106,000	530,000	106,000	
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 699	▲ 1,221	▲ 841	▲ 1,088	▲ 1,595	▲ 5,444	▲ 1,089	▲ 2,000	▲ 3,000	▲ 3,000	▲ 3,000	▲ 3,000	▲ 14,000	▲ 2,800	▲表示で記載

附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 1,508	▲ 1,375	▲ 1,928	▲ 2,027	▲ 1,834	▲ 8,672	▲ 1,734	▲ 1,000	▲ 1,000	▲ 1,000	▲ 2,000	▲ 2,000	▲ 7,000	▲ 1,400	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	2,627	3,332	4,349	4,725	3,401	18,434	3,687	3,000	2,000	2,000	2,000	2,000	11,000	2,200	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
法人税等	232,453	341,002	283,437	503,710	330,433	1,691,035	338,207	270,000	270,000	270,000	271,000	271,000	1,352,000	270,400	
離島等供給に係る費用計	8,994,603	9,541,977	9,599,565	9,449,479	12,435,796	50,021,420	10,004,284	10,842,000	10,568,000	10,474,000	10,299,000	10,134,000	52,317,000	10,463,400	
（参考）事業報酬	－	－	－	－	－	－	－	204,000	204,000	204,000	204,000	206,000	1,022,000	204,400	

第５表

離島等供給に係る収益明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
電灯料	▲ 1,286,667	▲ 1,377,125	▲ 1,348,044	▲ 1,210,306	▲ 1,341,494	▲ 6,563,636	▲ 1,312,727	▲ 1,835,000	▲ 1,835,000	▲ 1,835,000	▲ 1,835,000	▲ 1,835,000	▲ 9,175,000	▲ 1,835,000	▲表示で記載
電力料	▲ 977,089	▲ 1,068,900	▲ 1,035,875	▲ 888,830	▲ 987,297	▲ 4,957,991	▲ 991,598	▲ 1,401,000	▲ 1,401,000	▲ 1,401,000	▲ 1,401,000	▲ 1,401,000	▲ 7,005,000	▲ 1,401,000	▲表示で記載
離島等供給に係る収益計	▲ 2,263,756	▲ 2,446,025	▲ 2,383,919	▲ 2,099,136	▲ 2,328,791	▲ 11,521,627	▲ 2,304,325	▲ 3,236,000	▲ 3,236,000	▲ 3,236,000	▲ 3,236,000	▲ 3,236,000	▲ 16,180,000	▲ 3,236,000	▲表示で記載

第６表

制御不能費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
減価償却費 ※1	280,717,770	274,996,671	270,932,995	258,107,948	260,859,860	1,345,615,244	269,123,049	210,539,000	196,453,000	186,275,000	176,215,000	166,743,000	936,225,000	187,245,000	
退職給与金 ※2	1,261,998	▲ 3,742,817	2,926,179	▲ 2,716,162	▲ 792,633	▲ 3,063,435	▲ 612,687	1,710,000	－	－	－	－	1,710,000	342,000	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	▲ 9,184,617	▲ 18,735,535	▲ 1,633,196	▲ 182,525	▲ 634,209	▲ 30,370,082	▲ 6,074,016	124,000	96,000	98,000	96,000	－	414,000	82,800	
賃借料 ※3	69,935,292	70,264,228	74,002,781	74,301,231	74,605,251	363,108,783	72,621,757	74,201,000	74,201,000	74,201,000	74,201,000	74,202,000	371,006,000	74,201,200	
諸費 ※4	1,984,234	2,077,950	2,790,502	3,586,024	4,006,265	14,444,975	2,888,995	4,885,000	4,889,000	4,887,000	4,890,000	4,892,000	24,443,000	4,888,600	
貸倒損	11,577	38,045	198,289	17,196,412	▲ 8,290,351	9,153,972	1,830,794	829,000	829,000	829,000	829,000	830,000	4,146,000	829,200	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	2,894,009	4,284,205	3,725,211	2,470,919	5,874,400	19,248,744	3,849,749	5,874,000	5,874,000	5,874,000	5,874,000	5,874,000	29,370,000	5,874,000	
インバランス収支過不足額 ※5	8,156,000	1,571,000	3,136,000	▲ 40,671,000	19,480,000	▲ 8,328,000	▲ 1,665,600	37,624,000	31,358,000	－	－	－	68,982,000	13,796,400	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	104,340,399	103,567,354	101,698,548	100,708,369	101,361,539	511,676,209	102,335,242	101,195,000	100,873,000	100,822,000	100,753,000	100,941,000	504,584,000	100,916,800	
事業税	17,556,149	17,133,834	16,683,901	17,804,297	17,116,839	86,295,020	17,259,004	17,645,000	17,872,000	17,654,000	18,315,000	18,455,000	89,941,000	17,988,200	
雑税	2,081,135	1,980,038	2,615,251	2,389,966	2,382,488	11,448,878	2,289,776	2,290,000	2,290,000	2,290,000	2,290,000	2,289,000	11,449,000	2,289,800	
法人税等	19,138,610	28,075,817	23,336,347	41,472,107	27,273,386	139,296,267	27,859,253	27,927,000	27,927,000	27,927,000	27,926,000	27,926,000	139,633,000	27,926,600	
賠償負担金相当金	－	－	－	9,805,000	20,647,976	30,452,976	6,090,595	23,052,000	23,052,000	23,052,000	23,052,000	23,052,000	115,260,000	23,052,000	
廃炉円滑化負担金相当金	－	－	－	3,410,064	11,163,268	14,573,332	2,914,666	17,073,000	17,073,000	17,073,000	17,073,000	17,073,000	85,365,000	17,073,000	
固定資産税 ※6	62,093,121	61,278,642	60,406,063	59,896,818	59,549,913	303,224,557	60,644,911	60,246,000	57,810,000	55,176,000	52,534,000	49,983,000	275,749,000	55,149,800	
調整力の確保に要する費用 ※7	▲ 62,199	▲ 306,503	▲ 368,671	▲ 529,336	125,819	▲ 1,140,890	▲ 228,178	▲ 2,463,000	51,064,000	32,095,000	32,712,000	45,301,000	158,709,000	31,741,800	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
制御不能費用計	560,923,478	542,482,929	560,450,200	547,050,132	594,729,811	2,805,636,550	561,127,310	582,751,000	611,661,000	548,253,000	536,760,000	537,561,000	2,816,986,000	563,397,200	

（記載注意）

※1：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※2：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。

※3：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。

※4：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。

※5：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。

※6：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。

※7：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び
最終保障供給に係る利益又は損失をいう。

※8：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第６条第３項第１号関係

［減価償却費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	117,775,343	113,508,475	110,391,993	96,731,455	93,945,979	532,353,245	106,470,649	81,226,000	75,406,000	70,861,000	67,017,000	63,478,000	357,988,000	71,597,600	
変電設備	51,236,593	49,292,389	47,411,358	46,888,657	49,895,482	244,724,479	48,944,896	39,028,000	36,557,000	34,912,000	32,484,000	31,002,000	173,983,000	34,796,600	
配電設備	106,087,861	106,661,230	107,045,680	107,609,287	109,226,467	536,630,525	107,326,105	83,109,000	78,131,000	75,446,000	72,957,000	69,393,000	379,036,000	75,807,200	
業務設備	5,617,973	5,534,577	6,083,964	6,878,549	7,791,932	31,906,995	6,381,399	7,176,000	6,359,000	5,056,000	3,757,000	2,870,000	25,218,000	5,043,600	
合計	280,717,770	274,996,671	270,932,995	258,107,948	260,859,860	1,345,615,244	269,123,049	210,539,000	196,453,000	186,275,000	176,215,000	166,743,000	936,225,000	187,245,000	

（2）第６条第３項第２号関係

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
数理計算上の差異（2016年度以前発生分）	3,177,366	▲ 1,610,641	－	－	－	1,566,725	313,345	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2017年度発生分）	▲ 1,915,368	▲ 1,915,368	▲ 1,915,368	－	－	▲ 5,746,104	▲ 1,149,221	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2018年度発生分）	－	▲ 216,808	▲ 216,808	▲ 216,808	－	▲ 650,424	▲ 130,085	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2019年度発生分）	－	－	5,058,355	5,058,355	5,058,521	15,175,231	3,035,046	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2020年度発生分）	－	－	－	▲ 7,557,709	▲ 7,557,957	▲ 15,115,666	▲ 3,023,133	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2021年度発生分）	－	－	－	－	1,706,803	1,706,803	341,361	1,710,000	－	－	－	－	1,710,000	342,000	
合計	1,261,998	▲ 3,742,817	2,926,179	▲ 2,716,162	▲ 792,633	▲ 3,063,435	▲ 612,687	1,710,000	－	－	－	－	1,710,000	342,000	

数理計算上の差異の償却年数（年）	3

（3）第６条第３項第３号関係

［ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
分析（採油含む）	75,977	62,698	72,744	85,742	100,264	397,425	79,485	80,000	80,000	79,000	80,000	－	319,000	63,800	
運搬・処理	▲ 9,260,594	▲ 18,798,233	▲ 1,705,940	▲ 268,267	▲ 734,473	▲ 30,767,507	▲ 6,153,501	44,000	16,000	19,000	16,000	－	95,000	19,000	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	▲ 9,184,617	▲ 18,735,535	▲ 1,633,196	▲ 182,525	▲ 634,209	▲ 30,370,082	▲ 6,074,016	124,000	96,000	98,000	96,000	－	414,000	82,800	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
道路占用料	28,703,474	28,865,559	32,556,037	32,738,844	32,920,222	155,784,136	31,156,827	32,738,000	32,738,000	32,738,000	32,738,000	32,739,000	163,691,000	32,738,200	
水面使用料	7,734	7,733	7,733	26,752	27,171	77,123	15,425	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	75,000	15,000	
線路使用料	2,272,109	2,307,991	2,336,662	2,360,671	2,379,647	11,657,080	2,331,416	2,331,000	2,331,000	2,331,000	2,331,000	2,331,000	11,655,000	2,331,000	
電柱敷地料	14,504,294	14,553,703	14,530,914	14,580,516	14,670,554	72,839,981	14,567,996	14,568,000	14,568,000	14,568,000	14,568,000	14,568,000	72,840,000	14,568,000	
線下補償料	21,363,729	21,383,967	21,366,046	21,263,172	21,260,036	106,636,950	21,327,390	21,327,000	21,327,000	21,327,000	21,327,000	21,327,000	106,635,000	21,327,000	
河敷料	1,238,093	1,250,126	1,243,367	1,327,424	1,348,456	6,407,466	1,281,493	1,281,000	1,281,000	1,281,000	1,281,000	1,281,000	6,405,000	1,281,000	
占用関係借地料	1,845,859	1,895,149	1,962,022	2,003,852	1,999,165	9,706,047	1,941,209	1,941,000	1,941,000	1,941,000	1,941,000	1,941,000	9,705,000	1,941,000	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	69,935,292	70,264,228	74,002,781	74,301,231	74,605,251	363,108,783	72,621,757	74,201,000	74,201,000	74,201,000	74,201,000	74,202,000	371,006,000	74,201,200	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
受益者負担金	96,501	116,795	4,221	170,905	140,469	528,891	105,778	106,000	106,000	106,000	106,000	106,000	530,000	106,000	
推進機関の会費（特別会費を含む）	1,887,733	1,961,155	2,786,281	3,415,119	3,546,257	13,596,545	2,719,309	2,792,000	2,792,000	2,792,000	2,792,000	2,792,000	13,960,000	2,792,000	
災害等扶助拠出金	－	－	－	－	319,539	319,539	63,908	1,987,000	1,991,000	1,989,000	1,992,000	1,994,000	9,953,000	1,990,600	
合計	1,984,234	2,077,950	2,790,502	3,586,024	4,006,265	14,444,975	2,888,995	4,885,000	4,889,000	4,887,000	4,890,000	4,892,000	24,443,000	4,888,600	

［貸倒損］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
貸倒損引当額	▲ 368	▲ 4,746,246	20,035	17,106,285	▲ 8,406,847	3,972,859	794,572	▲ 208,000	▲ 208,000	▲ 208,000	▲ 208,000	▲ 207,000	▲ 1,039,000	▲ 207,800	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	11,945	4,784,291	178,254	90,127	116,496	5,181,113	1,036,223	1,037,000	1,037,000	1,037,000	1,037,000	1,037,000	5,185,000	1,037,000	
合計	11,577	38,045	198,289	17,196,412	▲ 8,290,351	9,153,972	1,830,794	829,000	829,000	829,000	829,000	830,000	4,146,000	829,200	

［振替損失調整額］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
振替損失電力量（千kWh）	331,000	409,000	390,000	256,000	398,000	1,784,000	356,800	398,000	398,000	398,000	398,000	398,000	1,990,000	398,000	
振替損失調整額	2,894,009	4,284,205	3,725,211	2,470,919	5,874,400	19,248,744	3,849,749	5,874,000	5,874,000	5,874,000	5,874,000	5,874,000	29,370,000	5,874,000	

［インバランス収支過不足額］

参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額（千円）	37,624,000

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
インバランス収支過不足額	8,156,000	1,571,000	3,136,000	▲ 40,671,000	19,480,000	▲ 8,328,000	▲ 1,665,600	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
「参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額」に係る回収・還元調整額								37,624,000	31,358,000	－	－	－	68,982,000	13,796,400	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年度の収支過不足額に伴う調整額31,358,000千円が含まれる
合計								37,624,000	31,358,000	－	－	－	68,982,000	13,796,400	

（４）第６条第３項第８号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法第二十八条の四十第一項第五号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	45,457,000	14,976,000	24,984,000	40,213,000	125,630,000	25,126,000	
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用	14,001	12,558	13,658	13,379	12,703	66,299	13,260	17,000	8,087,000	19,599,000	10,208,000	7,566,000	45,477,000	9,095,400	
電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用	203,647	91,827	81,432	103,303	112,259	592,468	118,494	112,000	112,000	112,000	112,000	112,000	560,000	112,000	
最終保障供給に係る利益又は損失	▲ 279,847	▲ 410,888	▲ 463,761	▲ 646,018	857	▲ 1,799,657	▲ 359,931	▲ 2,592,000	▲ 2,592,000	▲ 2,592,000	▲ 2,592,000	▲ 2,590,000	▲ 12,958,000	▲ 2,591,600	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年3月から2023年3月までの調整額として▲11,158,000千円が含まれる
合計	▲ 62,199	▲ 306,503	▲ 368,671	▲ 529,336	125,819	▲ 1,140,890	▲ 228,178	▲ 2,463,000	51,064,000	32,095,000	32,712,000	45,301,000	158,709,000	31,741,800	

第７表

事後検証費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
託送料 ※1	3,323,044	3,636,760	3,585,935	3,393,906	7,016,903	20,956,548	4,191,310	6,176,000	6,177,000	7,516,000	8,444,000	11,386,000	39,699,000	7,939,800	
補償費	806,188	3,812,353	757,115	962,656	990,429	7,328,741	1,465,748	887,000	887,000	887,000	887,000	887,000	4,435,000	887,000	
事業者間精算費	9,406,360	12,206,911	13,321,103	12,642,247	12,020,570	59,597,191	11,919,438	12,021,000	12,021,000	12,021,000	12,021,000	12,021,000	60,105,000	12,021,000	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	196,284	550,924	17,077,943	1,706,580	198,976	19,730,707	3,946,141	1,318,000	1,318,000	1,318,000	1,318,000	1,318,000	6,590,000	1,318,000	
調整力の確保に要する費用 ※3	88,328,862	94,301,959	88,200,741	97,447,394	103,783,401	472,062,357	94,412,471	107,957,000	81,317,000	89,414,000	73,709,000	70,659,000	423,056,000	84,611,200	
発電抑制に要する費用 ※4	－	－	－	－	－	－	－	38,000	38,000	39,000	39,000	39,000	193,000	38,600	
事後検証費用計	102,060,738	114,508,907	122,942,837	116,152,783	124,010,279	579,675,544	115,935,109	128,397,000	101,758,000	111,195,000	96,418,000	96,310,000	534,078,000	106,815,600	

（記載注意）

※1：連系線の増強等に係る費用に限る。

※2：災害等扶助交付金を含む。

※3：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。

※4：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第７条第３項第１号関係

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
合計	3,323,044	3,636,760	3,585,935	3,393,906	7,016,903	20,956,548	4,191,310	6,176,000	6,177,000	7,516,000	8,444,000	11,386,000	39,699,000	7,939,800	

［事業者間精算費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	182,819	77,127	233,661	802,506	2,218,873	3,514,986	702,997	2,219,000	2,219,000	2,219,000	2,219,000	2,219,000	11,095,000	2,219,000	
	電力量料金	51,189	21,596	65,425	224,702	1,244,796	1,607,708	321,542	1,245,000	1,245,000	1,245,000	1,245,000	1,245,000	6,225,000	1,245,000	
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	21,581,627	23,502,389	25,718,929	28,420,333	21,452,635	120,675,913	24,135,183	21,453,000	21,453,000	21,453,000	21,453,000	21,453,000	107,265,000	21,453,000	
	電力量料金	7,769,385	8,460,860	9,258,814	10,231,320	7,722,949	43,443,328	8,688,666	7,723,000	7,723,000	7,723,000	7,723,000	7,723,000	38,615,000	7,723,000	
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	2,801,786	3,791,311	3,864,037	2,754,564	2,615,301	15,826,999	3,165,400	2,615,000	2,615,000	2,615,000	2,615,000	2,615,000	13,075,000	2,615,000	
	電力量料金	730,810	1,675,700	1,716,270	705,805	1,484,428	6,313,013	1,262,603	1,484,000	1,484,000	1,484,000	1,484,000	1,484,000	7,420,000	1,484,000	
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	95,461	71,550	1,049,356	888,007	758,021	2,862,395	572,479	758,000	758,000	758,000	758,000	758,000	3,790,000	758,000	
	電力量料金	27,179	22,440	310,788	262,984	258,668	882,059	176,412	259,000	259,000	259,000	259,000	259,000	1,295,000	259,000	
関西電力送配電	電力量（千kWh）	1,230,931	2,639,585	3,105,043	2,184,713	2,195,356	11,355,628	2,271,126	2,195,000	2,195,000	2,195,000	2,195,000	2,195,000	10,975,000	2,195,000	
	電力量料金	283,286	607,105	714,160	502,596	505,000	2,612,147	522,429	505,000	505,000	505,000	505,000	505,000	2,525,000	505,000	
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	922,305	1,342,428	918,377	785,344	975,720	4,944,174	988,835	976,000	976,000	976,000	976,000	976,000	4,880,000	976,000	
	電力量料金	276,692	402,728	275,513	235,603	292,716	1,483,252	296,650	293,000	293,000	293,000	293,000	293,000	1,465,000	293,000	
四国電力送配電	電力量（千kWh）	58,266	1,048,956	1,083,416	573,782	623,750	3,388,170	677,634	624,000	624,000	624,000	624,000	624,000	3,120,000	624,000	
	電力量料金	44,082	662,154	722,846	319,116	364,722	2,112,920	422,584	365,000	365,000	365,000	365,000	365,000	1,825,000	365,000	
九州電力送配電	電力量（千kWh）	799,062	1,265,458	918,880	571,862	526,041	4,081,303	816,261	526,000	526,000	526,000	526,000	526,000	2,630,000	526,000	
	電力量料金	223,737	354,328	257,287	160,121	147,291	1,142,764	228,553	147,000	147,000	147,000	147,000	147,000	735,000	147,000	
合計	電力量（千kWh）	27,672,257	33,738,804	36,891,699	36,981,111	31,365,697	166,649,568	33,329,914	31,366,000	31,366,000	31,366,000	31,366,000	31,366,000	156,830,000	31,366,000	
	電力量料金	9,406,360	12,206,911	13,321,103	12,642,247	12,020,570	59,597,191	11,919,438	12,021,000	12,021,000	12,021,000	12,021,000	12,021,000	60,105,000	12,021,000	

（2）第７条第３項第２号関係

［補償費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
定期的補償費	30,062	34,828	29,156	33,133	33,391	160,570	32,114	32,000	32,000	32,000	32,000	32,000	160,000	32,000	
臨時的補償費	321,818	392,242	286,764	424,579	462,517	1,887,920	377,584	378,000	378,000	378,000	378,000	378,000	1,890,000	378,000	
損害賠償費	454,308	3,385,283	441,195	504,944	494,521	5,280,251	1,056,050	477,000	477,000	477,000	477,000	477,000	2,385,000	477,000	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	806,188	3,812,353	757,115	962,656	990,429	7,328,741	1,465,748	887,000	887,000	887,000	887,000	887,000	4,435,000	887,000	

（3）第７条第３項第３号関係

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
委託費	1,113	－	882,055	8,066	－	891,234	178,247	89,000	89,000	89,000	89,000	89,000	445,000	89,000	
修繕費	172,717	500,286	8,880,167	1,831,888	141,048	11,526,106	2,305,221	1,294,000	1,294,000	1,294,000	1,294,000	1,294,000	6,470,000	1,294,000	
固定資産除却費	22,454	50,638	1,438,210	▲ 134,236	57,928	1,434,994	286,999	228,000	228,000	228,000	228,000	228,000	1,140,000	228,000	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	－	－	－	▲ 880,000	▲ 880,000	▲ 880,000	▲ 880,000	▲ 880,000	▲ 4,400,000	▲ 880,000	▲表示で記載
賃借料	－	－	158	－	－	158	32	－	－	－	－	－	－	－	
補償費	－	－	－	1,650	－	1,650	330	－	－	－	－	－	－	－	
消耗品費	－	－	2,151	－	－	2,151	430	－	－	－	－	－	－	－	
諸費	－	－	5,874,597	▲ 788	－	5,873,809	1,174,762	587,000	587,000	587,000	587,000	587,000	2,935,000	587,000	
給料手当	－	－	605	－	－	605	121	－	－	－	－	－	－	－	
合計	196,284	550,924	17,077,943	1,706,580	198,976	19,730,707	3,946,141	1,318,000	1,318,000	1,318,000	1,318,000	1,318,000	6,590,000	1,318,000	

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］過去10年間の実績額

（単位：千円）

	2012年度（実績）	2013年度（実績）	2014年度（実績）	2015年度（実績）	2016年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 10ヶ年計	参照期間 10ヶ年平均	備考
委託費	－	－	－	－	－			1,113	－	882,055	8,066	－	891,234	89,123	
修繕費	327,645	312,185	413,334	160,478	203,732			172,717	500,286	8,880,167	1,831,888	141,048	12,943,480	1,294,348	
固定資産除却費	564,320	49,500	152,710	63,607	14,054			22,454	50,638	1,438,210	▲ 134,236	57,928	2,279,185	227,919	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
賃借料	－	－	－	－	－			－	－	158	－	－	158	16	
補償費	－	－	－	－	－			－	－	－	1,650	－	1,650	165	
消耗品費	－	－	－	－	－			－	－	2,151	－	－	2,151	215	
諸費	－	－	－	－	－			－	－	5,874,597	▲ 788	－	5,873,809	587,381	
給料手当	－	－	－	－	－			－	－	605	－	－	605	61	
合計	891,965	361,685	566,044	224,085	217,786			196,284	550,924	17,077,943	1,706,580	198,976	21,992,272	2,199,227	

（4）第７条第３項第４号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
一般送配電事業者が、電気の周波数の値の維持及びインバランスを調整するための指令をすることができる調整電源等を公募により調達するのに要する費用	50,201,562	49,199,713	46,637,953	48,870,600	45,163,688	240,073,516	48,014,703	42,800,000	－	－	－	－	42,800,000	8,560,000	
一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用	31,959,713	38,765,531	35,774,551	43,016,248	47,322,792	196,838,835	39,367,767	44,654,000	－	－	－	－	44,654,000	8,930,800	
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用	－	－	－	－	－	－	－	4,733,000	66,360,000	78,349,000	67,148,000	66,580,000	283,170,000	56,634,000	
その他	6,167,587	6,336,715	5,788,237	5,560,546	11,296,921	35,150,006	7,030,001	15,770,000	14,957,000	11,065,000	6,561,000	4,079,000	52,432,000	10,486,400	
合計	88,328,862	94,301,959	88,200,741	97,447,394	103,783,401	472,062,357	94,412,471	107,957,000	81,317,000	89,414,000	73,709,000	70,659,000	423,056,000	84,611,200	

第８表

次世代投資費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
減価償却費	－	－	－	－	242	242	48	403,000	2,504,000	4,186,000	13,547,000	15,237,000	35,877,000	7,175,400	
固定資産税	－	－	－	－	－	－	－	－	14,000	231,000	222,000	597,000	1,064,000	212,800	
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託費	－	－	151,300	24,300	114,000	289,600	57,920	1,858,000	2,358,000	2,002,000	2,114,000	1,793,000	10,125,000	2,025,000	
諸費	－	－	－	－	－	－	－	8,000	41,000	1,145,000	1,636,000	2,439,000	5,269,000	1,053,800	
固定資産除却費	－	－	－	－	－	－	－	10,000	69,000	182,000	912,000	519,000	1,692,000	338,400	
修繕費	－	－	－	－	－	－	－	231,000	1,550,000	4,712,000	12,925,000	13,214,000	32,632,000	6,526,400	
賃借料	－	－	－	－	－	－	－	64,000	194,000	392,000	625,000	811,000	2,086,000	417,200	
消耗品費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	853,000	－	－	853,000	170,600	
次世代投資費用計	－	－	151,300	24,300	114,242	289,842	57,968	2,574,000	6,730,000	13,703,000	31,981,000	34,610,000	89,598,000	17,919,600	

第９表

事業報酬明細表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産		4,034,816,000	4,152,685,000	4,328,252,000	4,473,824,000	4,587,908,000	21,577,485,000	4,315,497,000	
建設中の資産		139,837,000	141,113,000	122,593,000	109,286,000	86,275,000	599,104,000	119,820,800	
特定投資		12,621,000	11,468,000	10,419,000	9,475,000	8,614,000	52,597,000	10,519,400	
運転資本	営業資本	94,863,000	96,760,000	95,576,000	95,973,000	95,909,000	479,081,000	95,816,200	
	貯蔵品	12,454,000	12,616,000	12,813,000	13,022,000	13,214,000	64,119,000	12,823,800	
	計	107,317,000	109,376,000	108,389,000	108,995,000	109,123,000	543,200,000	108,640,000	
繰延償却資産		－	－	－	－	－	－	－	
レートベース計		4,294,591,000	4,414,642,000	4,569,653,000	4,701,580,000	4,791,920,000	22,772,386,000	4,554,477,200	
報酬率		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	
事業報酬計		64,419,000	66,220,000	68,545,000	70,524,000	71,879,000	341,587,000	68,317,400	

第１０表

追加事業報酬明細表

（単位：千円）

	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
追加事業報酬額	331,000	333,000	340,000	376,000	404,000	1,784,000	356,800	
追加事業報酬計	331,000	333,000	340,000	376,000	404,000	1,784,000	356,800	

第１１表

追加事業報酬対象額明細表

（単位：千円）

	設備名称	区間	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
								5ヶ年計	5ヶ年平均	
特定固定資産	東清水線	東清水変電所～佐久間東幹線	－	－	－	3,546,000	6,992,000	10,538,000	2,107,600	
特定固定資産	新富士変電所	－	－	－	－	3,536,000	6,902,000	10,438,000	2,087,600	
特定固定資産	福島幹線山線	福島幹線山線(No.9)～福島幹線山線(No.12)	－	304,000	945,000	1,260,000	2,085,000	4,594,000	918,800	
特定固定資産	東京中部間直流連系設備関連 （東京電力分） ①飛騨信濃直流幹線 ②新信濃交直変換設備 ③その他関連工事	①中部電力　飛騨変換所～新信濃変電所 ②長野県東筑摩郡朝日村	30,063,000	30,114,000	29,932,000	29,537,000	28,955,000	148,601,000	29,720,200	
特定固定資産	東京中部間直流連系設備関連 （中部電力分） ①飛騨分岐線 ②飛騨変換所 ③その他関連工事	①越美幹線№115～飛騨変換所 ②岐阜県高山市	12,621,000	11,468,000	10,419,000	9,475,000	8,614,000	52,597,000	10,519,400	
建設中の資産	東清水線	東清水変電所～佐久間東幹線	906,000	1,850,000	2,908,000	1,667,000	－	7,331,000	1,466,200	
建設中の資産	新富士変電所	－	34,000	186,000	540,000	375,000	－	1,135,000	227,000	
建設中の資産	福島幹線山線	福島幹線山線(No.9)～福島幹線山線(No.12)	448,000	537,000	638,000	715,000	382,000	2,720,000	544,000	
建設中の資産	東京中部間直流連系設備関連 （東京電力分） ①飛騨信濃直流幹線 ②新信濃交直変換設備 ③その他関連工事	①中部電力　飛騨変換所～新信濃変電所 ②長野県東筑摩郡朝日村	－	－	－	－	－	－	－	
合計			44,072,000	44,459,000	45,382,000	50,111,000	53,930,000	237,954,000	47,590,800	

第１２表

控除収益明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
地帯間販売送電料	▲ 82,339	▲ 82,694	▲ 70,435	▲ 53,033	▲ 61,970	▲ 350,471	▲ 70,094	▲ 62,000	▲ 62,000	▲ 62,000	▲ 62,000	▲ 62,000	▲ 310,000	▲ 62,000	▲表示で記載
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
託送収益 ※1	▲ 2,001,754	▲ 2,378,713	▲ 2,565,316	▲ 2,679,498	▲ 6,977,162	▲ 16,602,443	▲ 3,320,489	▲ 6,245,000	▲ 6,245,000	▲ 5,889,000	▲ 5,894,000	▲ 5,446,000	▲ 29,719,000	▲ 5,943,800	▲表示で記載
事業者間精算収益	▲ 1,234,449	▲ 454,746	▲ 183,210	▲ 685,309	▲ 6,179,783	▲ 8,737,497	▲ 1,747,499	▲ 6,180,000	▲ 6,180,000	▲ 6,180,000	▲ 6,180,000	▲ 6,180,000	▲ 30,900,000	▲ 6,180,000	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	▲ 59,046,807	▲ 58,015,363	▲ 55,405,945	▲ 57,720,304	▲ 58,005,089	▲ 288,193,508	▲ 57,638,702	▲ 59,062,000	▲ 59,776,000	▲ 60,530,000	▲ 58,964,000	▲ 58,589,000	▲ 296,921,000	▲ 59,384,200	▲表示で記載
預金利息	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
控除収益計	▲ 62,365,349	▲ 60,931,516	▲ 58,224,906	▲ 61,138,144	▲ 71,224,004	▲ 313,883,919	▲ 62,776,784	▲ 71,549,000	▲ 72,263,000	▲ 72,661,000	▲ 71,100,000	▲ 70,277,000	▲ 357,850,000	▲ 71,570,000	

（記載注意）

※1：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。

※2：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（１）第１１条第３項関係

［託送収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
合計	▲ 2,001,754	▲ 2,378,713	▲ 2,565,316	▲ 2,679,498	▲ 6,977,162	▲ 16,602,443	▲ 3,320,489	▲ 6,245,000	▲ 6,245,000	▲ 5,889,000	▲ 5,894,000	▲ 5,446,000	▲ 29,719,000	▲ 5,943,800	

［事業者間精算収益］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	286,218	153,450	72,109	122,343	102,573	736,693	147,339	103,000	103,000	103,000	103,000	103,000	515,000	103,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 54,381	▲ 29,155	▲ 13,701	▲ 23,245	▲ 19,489	▲ 139,971	▲ 27,994	▲ 19,000	▲ 19,000	▲ 19,000	▲ 19,000	▲ 19,000	▲ 95,000	▲ 19,000	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	1,960,241	994,438	43,579	214,937	369,083	3,582,278	716,456	369,000	369,000	369,000	369,000	369,000	1,845,000	369,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 372,446	▲ 188,943	▲ 8,280	▲ 40,838	▲ 70,126	▲ 680,633	▲ 136,127	▲ 70,000	▲ 70,000	▲ 70,000	▲ 70,000	▲ 70,000	▲ 350,000	▲ 70,000	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	1,371,150	453,237	128,575	678,472	4,914,897	7,546,331	1,509,266	4,914,000	4,914,000	4,914,000	4,914,000	4,914,000	24,570,000	4,914,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 680,352	▲ 86,115	▲ 24,429	▲ 128,910	▲ 5,170,469	▲ 6,090,275	▲ 1,218,055	▲ 5,171,000	▲ 5,171,000	▲ 5,171,000	▲ 5,171,000	▲ 5,171,000	▲ 25,855,000	▲ 5,171,000	▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	10,290	49,031	30,173	93,985	66,843	250,322	50,064	67,000	67,000	67,000	67,000	67,000	335,000	67,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 12,554	▲ 59,817	▲ 36,812	▲ 114,662	▲ 81,548	▲ 305,393	▲ 61,079	▲ 82,000	▲ 82,000	▲ 82,000	▲ 82,000	▲ 82,000	▲ 410,000	▲ 82,000	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量（千kWh）	224,360	44,250	92,985	426,411	685,644	1,473,650	294,730	686,000	686,000	686,000	686,000	686,000	3,430,000	686,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 42,628	▲ 8,408	▲ 17,667	▲ 81,018	▲ 330,030	▲ 479,751	▲ 95,950	▲ 330,000	▲ 330,000	▲ 330,000	▲ 330,000	▲ 330,000	▲ 1,650,000	▲ 330,000	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	41,482	49,014	29,300	162,288	334,103	616,187	123,237	334,000	334,000	334,000	334,000	334,000	1,670,000	334,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 50,608	▲ 58,205	▲ 35,746	▲ 197,991	▲ 407,606	▲ 750,156	▲ 150,031	▲ 408,000	▲ 408,000	▲ 408,000	▲ 408,000	▲ 408,000	▲ 2,040,000	▲ 408,000	▲表示で記載
四国電力送配電	電力量（千kWh）	3,700	7,340	24,222	38,948	33,782	107,992	21,598	34,000	34,000	34,000	34,000	34,000	170,000	34,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 4,514	▲ 11,210	▲ 29,550	▲ 47,517	▲ 41,214	▲ 134,005	▲ 26,801	▲ 41,000	▲ 41,000	▲ 41,000	▲ 41,000	▲ 41,000	▲ 205,000	▲ 41,000	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量（千kWh）	13,906	10,568	13,955	41,908	48,608	128,945	25,789	49,000	49,000	49,000	49,000	49,000	245,000	49,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 16,966	▲ 12,893	▲ 17,025	▲ 51,128	▲ 59,301	▲ 157,313	▲ 31,463	▲ 59,000	▲ 59,000	▲ 59,000	▲ 59,000	▲ 59,000	▲ 295,000	▲ 59,000	▲表示で記載
合計	電力量（千kWh）	3,911,347	1,761,328	434,898	1,779,292	6,555,533	14,442,398	2,888,480	6,556,000	6,556,000	6,556,000	6,556,000	6,556,000	32,780,000	6,556,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 1,234,449	▲ 454,746	▲ 183,210	▲ 685,309	▲ 6,179,783	▲ 8,737,497	▲ 1,747,499	▲ 6,180,000	▲ 6,180,000	▲ 6,180,000	▲ 6,180,000	▲ 6,180,000	▲ 30,900,000	▲ 6,180,000	▲表示で記載

［電気事業雑収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
契約超過金	▲ 4,211	▲ 7,615	▲ 9,824	▲ 84,744	▲ 108,125	▲ 214,519	▲ 42,904	▲ 108,000	▲ 108,000	▲ 108,000	▲ 108,000	▲ 108,000	▲ 540,000	▲ 108,000	▲表示で記載
違約金	▲ 401	▲ 508	▲ 337	－	▲ 3	▲ 1,249	▲ 250	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
諸貸付料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
受託運転益	▲ 6,639	▲ 7,595	▲ 7,281	▲ 6,021	▲ 8,321	▲ 35,857	▲ 7,171	▲ 8,000	▲ 8,000	▲ 8,000	▲ 8,000	▲ 8,000	▲ 40,000	▲ 8,000	▲表示で記載
器具販売益	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
受託工事益	▲ 482,162	▲ 1,151,055	▲ 1,253,107	▲ 934,712	▲ 672,837	▲ 4,493,873	▲ 898,775	▲ 673,000	▲ 273,000	▲ 273,000	▲ 273,000	▲ 273,000	▲ 1,765,000	▲ 353,000	▲表示で記載
広告料	▲ 391,801	▲ 375,533	▲ 360,413	▲ 333,983	▲ 320,152	▲ 1,781,882	▲ 356,376	▲ 320,000	▲ 320,000	▲ 320,000	▲ 320,000	▲ 320,000	▲ 1,600,000	▲ 320,000	▲表示で記載
供給雑収	▲ 1,502,897	▲ 881,527	▲ 880,130	▲ 1,060,798	▲ 1,252,126	▲ 5,577,478	▲ 1,115,496	▲ 1,252,000	▲ 1,252,000	▲ 1,252,000	▲ 1,252,000	▲ 1,252,000	▲ 6,260,000	▲ 1,252,000	▲表示で記載
系統設置交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲ 3,000	▲ 3,000	▲ 600	▲表示で記載
広域系統整備交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
雑口	▲ 56,658,696	▲ 55,591,530	▲ 52,894,853	▲ 55,300,046	▲ 55,643,525	▲ 276,088,650	▲ 55,217,730	▲ 56,701,000	▲ 57,815,000	▲ 58,569,000	▲ 57,003,000	▲ 56,625,000	▲ 286,713,000	▲ 57,342,600	▲表示で記載
合計	▲ 59,046,807	▲ 58,015,363	▲ 55,405,945	▲ 57,720,304	▲ 58,005,089	▲ 288,193,508	▲ 57,638,702	▲ 59,062,000	▲ 59,776,000	▲ 60,530,000	▲ 58,964,000	▲ 58,589,000	▲ 296,921,000	▲ 59,384,200	▲表示で記載
（再掲）共架料	▲ 12,486,674	▲ 12,891,719	▲ 6,159,259	▲ 6,096,880	▲ 6,099,381	▲ 43,733,913	▲ 8,746,783	▲ 6,099,000	▲ 6,099,000	▲ 6,099,000	▲ 6,099,000	▲ 6,099,000	▲ 30,495,000	▲ 6,099,000	▲表示で記載
（参考）災害等扶助交付金	－	－	－	－	－	－	－	▲ 880,000	▲ 880,000	▲ 880,000	▲ 880,000	▲ 880,000	▲ 4,400,000	▲ 880,000	▲表示で記載

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

様式第３（第８条関係）

７部門整理表（その１）

（単位：百万円）

	水力発電費			火力発電費			新エネルギー等発電等費			送電費		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般
役員給与	－	－	－	3	－	3	－	－	－	150	－	150
給料手当	－	－	－	1,664	1,463	201	－	－	－	85,464	53,530	31,934
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	▲20	▲14	▲6	－	－	－	▲811	▲552	▲259
退職給与金	－	－	－	114	－	114	－	－	－	5,625	－	5,625
厚生費	－	－	－	295	254	41	－	－	－	14,015	9,060	4,955
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	348	343	5	40	40	－	273	60	213
燃料費	－	－	－	23,670	23,670	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	9	9	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	－	－	－	183	175	8	5	5	－	3,159	1,975	1,184
修繕費	60	60	－	9,255	9,206	49	－	－	－	157,463	155,292	2,171
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	2,516	2,443	73
賃借料	－	－	－	85	24	61	－	－	－	212,300	209,559	2,741
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	125,863	125,863	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	60,105	60,105	－
委託費	－	－	－	3,070	2,140	930	11	11	－	73,379	31,592	41,787
損害保険料	－	－	－	21	20	1	－	－	－	3,780	3,630	150
普及開発関係費	－	－	－	1	－	1	－	－	－	27	－	27
養成費	－	－	－	20	－	20	－	－	－	1,296	－	1,296
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	16,102	－	16,102
諸費	－	－	－	539	230	309	10	10	－	32,418	3,707	28,711
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	5	5	－	562	528	34	55	55	－	99,768	98,232	1,536
雑税	－	－	－	－	－	－	－	－	－	2,022	890	1,132
減価償却費	15	15	－	4,774	4,588	186	455	455	－	431,381	423,069	8,312
固定資産除却費	－	－	－	1,063	1,037	26	－	－	－	140,232	139,080	1,152
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	5,015	5,015	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	▲8	－	▲8	▲6	－	▲6	▲1,354	－	▲1,354
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	▲6	－	▲6	－	－	－	▲208	－	▲208
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	9	－	9	2	－	2	1,257	－	1,257
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	－	－	－	1,184	－	1,184	14	－	14	40,420	－	40,420
電気事業報酬	2	－	2	843	－	843	159	－	159	108,889	－	108,889
合計	82	80	2	47,678	43,673	4,005	745	576	169	1,620,546	1,322,550	297,996

（記載注意）　１　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を，一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。
　　２　帰属方法別の欄には，各項目ごとに，別表第２において定める「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」を基に合計の「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　１　該当すべき事項がないときは，表の作成又は記載を省略することができる。
　　２　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし，営業費，事業報酬，追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は，「千円」を「百万円」に読み替え，百万円単位をもって表示することを妨げない。
　　３　火力に係るものは，汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第３（第８条関係）

７部門整理表（その２）

（単位：百万円）

	変電費			配電費			販売費			合計	帰属方法別（%）		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般		直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	159	－	159	511	－	511	138	－	138	961	0.0	100.0	0.0
給料手当	86,570	57,724	28,846	288,690	220,428	68,262	84,442	59,507	24,935	546,830	91.9	8.1	0.0
給料手当振替額（貸方）	▲870	▲596	▲274	▲3,153	▲2,278	▲875	▲851	▲614	▲237	▲5,705	71.1	28.9	0.0
退職給与金	5,698	－	5,698	18,995	－	18,995	5,555	－	5,555	35,987	91.9	8.1	0.0
厚生費	14,850	10,277	4,573	47,544	36,176	11,368	13,918	9,965	3,953	90,622	89.0	11.0	0.0
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	321	95	226	2,151	1,430	721	1,000	805	195	4,133	67.1	32.9	0.0
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	23,670	100.0	0.0	0.0
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	9	100.0	0.0	0.0
消耗品費	4,084	3,015	1,069	10,959	8,428	2,531	3,179	2,255	924	21,569	92.4	7.6	0.0
修繕費	66,924	64,624	2,300	718,251	710,897	7,354	2,158	－	2,158	954,111	98.5	1.5	0.0
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	314	305	9	1,772	1,720	52	26	25	1	4,628	97.1	0.0	2.9
賃借料	60,052	57,148	2,904	207,568	198,281	9,287	2,530	－	2,530	482,535	96.4	3.6	0.0
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	125,863	100.0	0.0	0.0
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	60,105	100.0	0.0	0.0
委託費	58,965	14,708	44,257	343,456	180,038	163,418	172,166	103,858	68,308	651,047	56.2	3.0	40.8
損害保険料	1,739	1,670	69	3,119	2,995	124	－	－	－	8,659	96.0	0.0	4.0
普及開発関係費	12	－	12	49	－	49	6	－	6	95	0.0	0.0	100.0
養成費	1,209	－	1,209	3,426	－	3,426	2,560	－	2,560	8,511	32.4	67.6	0.0
研究費	9,066	－	9,066	18,697	－	18,697	142	－	142	44,007	59.8	0.0	40.2
諸費	16,576	1,155	15,421	83,347	35,021	48,326	25,109	9,385	15,724	157,999	44.6	0.0	55.4
貸倒損	－	－	－	－	－	－	4,150	4,150	－	4,150	100.0	0.0	0.0
固定資産税	58,045	56,417	1,628	157,128	151,922	5,206	1,407	－	1,407	316,970	96.9	3.1	0.0
雑税	9,019	3,970	5,049	352	155	197	57	25	32	11,450	44.0	0.0	56.0
減価償却費	223,811	215,006	8,805	530,086	498,548	31,538	16,740	－	16,740	1,207,262	95.6	4.4	0.0
固定資産除却費	48,660	47,439	1,221	219,338	215,433	3,905	1,055	－	1,055	410,348	98.2	1.8	0.0
共有設備費等分担額	－	－	－	175	175	－	－	－	－	5,190	100.0	0.0	0.0
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	▲724	－	▲724	▲1,611	－	▲1,611	－	－	－	▲3,703	0.0	100.0	0.0
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲95	－	▲95	▲372	－	▲372	▲44	－	▲44	▲725	0.0	0.0	100.0
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	649	－	649	2,113	－	2,113	－	－	－	4,030	0.0	98.7	1.3
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	18,399	－	18,399	72,368	－	72,368	8,600	－	8,600	140,985	0.0	0.0	100.0
電気事業報酬	54,325	－	54,325	176,357	－	176,357	1,012	－	1,012	341,587	96.3	2.9	0.8
合計	737,758	532,957	204,801	2,901,316	2,259,369	641,947	345,055	189,361	155,694	5,653,180	87.3	3.5	9.2

（記載注意）　１　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を，一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。
　　２　帰属方法別の欄には，各項目ごとに，別表第２において定める「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」を基に合計の「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　１　該当すべき事項がないときは，表の作成又は記載を省略することができる。
　　２　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし，営業費，事業報酬，追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は，「千円」を「百万円」に読み替え，百万円単位をもって表示することを妨げない。
　　３　火力に係るものは，汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第４（第10条関係）

送配電関連費整理表

（単位：百万円）

	総離島等供給費				総アンシラリーサービス費	総送電費	受電用変電サービス費	配電用変電サービス費	低圧配電費	高圧配電費	需要家費	給電費	一般販売費	合計	帰属方法別（%）		
		水力発電費分	火力発電費分	新エネルギー等発電等費分											直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	3	－	3	－		150	18	141	99	251	234	42	23	961	0.3	63.3	36.4
給料手当	1,664	－	1,664	－		85,464	9,930	76,640	56,176	141,836	135,320	25,584	14,216	546,830	29.2	34.6	36.2
給料手当振替額（貸方）	▲20	－	▲20	－		▲811	▲100	▲770	▲614	▲1,549	▲1,440	▲258	▲143	▲5,705	20.5	41.6	37.9
退職給与金	114	－	114	－		5,625	654	5,044	3,696	9,333	8,903	1,683	935	35,987	29.2	34.6	36.2
厚生費	295	－	295	－		14,015	1,703	13,147	9,251	23,359	22,292	4,217	2,343	90,622	28.6	35.4	36.0
委託検針費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	388	－	348	40		273	37	284	418	1,057	1,204	303	169	4,133	13.1	51.2	35.7
燃料費	23,670	－	23,670	－		－	－	－	－	－	－	－	－	23,670	100.0	0.0	0.0
廃棄物処理費	9	－	9	－		－	－	－	－	－	－	－	－	9	100.0	0.0	0.0
消耗品費	188	－	183	5		3,159	2,987	1,097	2,133	5,384	5,123	963	535	21,569	32.0	33.1	34.9
修繕費	9,315	60	9,255	－		157,463	50,347	16,577	137,358	346,809	235,135	772	335	954,111	48.6	0.7	50.7
水利使用料	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	－		2,516	36	278	345	870	571	8	4	4,628	59.4	0.0	40.6
賃借料	85	－	85	－		212,300	45,177	14,875	58,887	148,681	1,327	780	423	482,535	55.3	1.7	43.0
託送料	－	－	－	－		125,863	－	－	－	－	－	－	－	125,863	100.0	0.0	0.0
事業者間精算費	－	－	－	－		60,105	－	－	－	－	－	－	－	60,105	100.0	0.0	0.0
委託費	3,081	－	3,070	11		73,379	44,359	14,606	72,597	183,297	193,435	47,567	18,726	651,047	30.4	0.1	69.5
損害保険料	21	－	21	－		3,780	199	1,540	778	1,966	375	－	－	8,659	61.5	4.3	34.2
普及開発関係費	1	－	1	－		27	9	3	14	35	－	－	6	95	7.4	0.0	92.6
養成費	20	－	20	－		1,296	139	1,070	667	1,683	1,512	1,985	139	8,511	28.3	31.5	40.2
研究費	－	－	－	－		16,102	8,063	1,003	4,343	10,964	3,505	17	10	44,007	37.4	4.7	57.9
諸費	549	－	539	10		32,418	12,124	4,452	11,394	28,768	55,193	9,277	3,824	157,999	30.7	0.0	69.3
貸倒損	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	4,150	4,150	100.0	0.0	0.0
固定資産税	622	5	562	55		99,768	40,707	17,338	38,313	96,735	22,824	426	237	316,970	50.1	7.3	42.6
雑税	－	－	－	－		2,022	6,596	2,423	68	173	141	17	10	11,450	42.4	0.0	57.6
減価償却費	5,244	15	4,774	455		431,381	156,959	66,852	124,452	314,221	95,437	11,435	1,281	1,207,262	56.7	7.0	36.3
固定資産除却費	1,063	－	1,063	－		140,232	34,125	14,535	35,541	89,734	94,621	320	177	410,348	64.5	5.0	30.5
共有設備費等分担額	－	－	－	－		5,015	－	－	50	125	－	－	－	5,190	96.6	0.0	3.4
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	5	－	－	－	－	－	－	－	5	100.0	0.0	0.0
他社購入電源費	530	－	－	530	869,416	－	－	－	－	－	－	－	－	869,946	100.0	0.0	0.0
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－		－										－			
建設分担関連費振替額（貸方）	▲14	－	▲8	▲6		▲1,354	▲508	▲216	▲457	▲1,154	－	－	－	▲3,703	0.4	56.1	43.5
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲6	－	▲6	－		▲208	▲69	▲26	▲106	▲266	▲23	▲13	▲8	▲725	0.8	0.0	99.2
開発費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	11	－	9	2		1,257	455	194	527	1,332	254	－	－	4,030	0.3	53.0	46.7
社債発行費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	1,198	－	1,184	14		40,420	13,457	4,942	18,065	45,612	13,238	2,606	1,447	140,985	0.8	6.2	93.0
電気事業報酬	1,004	2	843	159		108,889	38,098	16,227	44,024	111,153	21,715	307	170	341,587	46.7	7.2	46.1
自社アンシラリーサービス費					－									－			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	▲204	－	－	－	－	－	－	－	－	▲204	100.0	0.0	0.0
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	▲310	－	－	－	－	－	－	－	▲310	100.0	0.0	0.0
他社販売電源料	－	－	－	－	▲75,980	－	－	－	－	－	－	－	－	▲75,980	100.0	0.0	0.0
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	49,035	82	47,678	1,275	793,232	1,620,241	465,502	272,256	618,019	1,560,409	910,896	108,038	49,009	6,446,637	54.1	6.6	39.3

（記載注意）　1　帰属方法別の欄には，各項目ごとに，別表第２において定める「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」を基に合計の「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。
2　自社アンシラリーサービス費の欄には，第８条第１項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。
3　その他は，様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第11条関係）

送配電関連費明細表（その１）

（単位：百万円）

	総離島等供給費									総アンシラリーサービス費			総送電費		
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電等費分								
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	－	－	－	3	3	－	－	－	－				150	150	－
給料手当	－	－	－	1,664	1,664	－	－	－	－				85,464	85,464	－
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	▲20	▲20	－	－	－	－				▲811	▲811	－
退職給与金	－	－	－	114	114	－	－	－	－				5,625	5,625	－
厚生費	－	－	－	295	295	－	－	－	－				14,015	14,015	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
雑給	－	－	－	348	348	－	40	40	－				273	273	－
燃料費	－	－	－	23,670	－	23,670	－	－	－				－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	9	－	9	－	－	－				－	－	－
消耗品費	－	－	－	183	183	－	5	5	－				3,159	3,159	－
修繕費	60	60	－	9,255	9,255	－	－	－	－				157,463	157,463	－
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				2,516	2,516	－
賃借料	－	－	－	85	85	－	－	－	－				212,300	212,300	－
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				125,863	108,391	17,472
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				60,105	－	60,105
委託費	－	－	－	3,070	3,070	－	11	11	－				73,379	73,379	－
損害保険料	－	－	－	21	21	－	－	－	－				3,780	3,780	－
普及開発関係費	－	－	－	1	1	－	－	－	－				27	27	－
養成費	－	－	－	20	20	－	－	－	－				1,296	1,296	－
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				16,102	16,102	－
諸費	－	－	－	539	539	－	10	10	－				32,418	32,418	－
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
固定資産税	5	5	－	562	562	－	55	55	－				99,768	99,768	－
雑税	－	－	－	－	－	－	－	－	－				2,022	2,022	－
減価償却費	15	15	－	4,774	4,774	－	455	455	－				431,381	431,381	－
固定資産除却費	－	－	－	1,063	1,063	－	－	－	－				140,232	140,232	－
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－				5,015	5,015	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	5	－	5
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	530	－	530	869,416	260,947	608,469	－	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	▲8	▲8	－	▲6	▲6	－				▲1,354	▲1,354	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	－	－	－	▲6	▲6	－	－	－	－				▲208	▲208	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
社債発行費	－	－	－	9	9	－	2	2	－				1,257	1,257	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
法人税等	－	－	－	1,184	1,184	－	14	14	－				40,420	40,420	－
電気事業報酬	2	2	－	843	843	－	159	159	－				108,889	108,889	－
自社アンシラリーサービス費										－	－	－			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲204	▲204	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲310	－	▲310
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲75,980	－	▲75,980	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	82	82	－	47,678	23,999	23,679	1,275	745	530	793,232	260,743	532,489	1,620,241	1,542,969	77,272

（記載注意）　様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第11条関係）

送配電関連費明細表（その２）

（単位：百万円）

	受電用変電サービス費			配電用変電サービス費			低圧配電費			高圧配電費			給電費			需要家費	合計
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変		
役員給与	18	18	－	141	141	－	99	99	－	251	251	－	42	42	－	234	938
給料手当	9,930	9,930	－	76,640	76,640	－	56,176	56,176	－	141,836	141,836	－	25,584	25,584	－	135,320	532,614
給料手当振替額（貸方）	▲100	▲100	－	▲770	▲770	－	▲614	▲614	－	▲1,549	▲1,549	－	▲258	▲258	－	▲1,440	▲5,562
退職給与金	654	654	－	5,044	5,044	－	3,696	3,696	－	9,333	9,333	－	1,683	1,683	－	8,903	35,052
厚生費	1,703	1,703	－	13,147	13,147	－	9,251	9,251	－	23,359	23,359	－	4,217	4,217	－	22,292	88,279
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	37	37	－	284	284	－	418	418	－	1,057	1,057	－	303	303	－	1,204	3,964
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	23,670
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	9
消耗品費	2,987	2,987	－	1,097	1,097	－	2,133	2,133	－	5,384	5,384	－	963	963	－	5,123	21,034
修繕費	50,347	50,347	－	16,577	16,577	－	137,358	137,358	－	346,809	346,809	－	772	772	－	235,135	953,776
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	36	36	－	278	278	－	345	345	－	870	870	－	8	8	－	571	4,624
賃借料	45,177	45,177	－	14,875	14,875	－	58,887	58,887	－	148,681	148,681	－	780	780	－	1,327	482,112
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	125,863
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	60,105
委託費	44,359	44,359	－	14,606	14,606	－	72,597	72,597	－	183,297	183,297	－	47,567	47,567	－	193,435	632,321
損害保険料	199	199	－	1,540	1,540	－	778	778	－	1,966	1,966	－	－	－	－	375	8,659
普及開発関係費	9	9	－	3	3	－	14	14	－	35	35	－	－	－	－	－	89
養成費	139	139	－	1,070	1,070	－	667	667	－	1,683	1,683	－	1,985	1,985	－	1,512	8,372
研究費	8,063	8,063	－	1,003	1,003	－	4,343	4,343	－	10,964	10,964	－	17	17	－	3,505	43,997
諸費	12,124	12,124	－	4,452	4,452	－	11,394	11,394	－	28,768	28,768	－	9,277	9,277	－	55,193	154,175
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	40,707	40,707	－	17,338	17,338	－	38,313	38,313	－	96,735	96,735	－	426	426	－	22,824	316,733
雑税	6,596	6,596	－	2,423	2,423	－	68	68	－	173	173	－	17	17	－	141	11,440
減価償却費	156,959	156,959	－	66,852	66,852	－	124,452	124,452	－	314,221	314,221	－	11,435	11,435	－	95,437	1,205,981
固定資産除却費	34,125	34,125	－	14,535	14,535	－	35,541	35,541	－	89,734	89,734	－	320	320	－	94,621	410,171
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	50	50	－	125	125	－	－	－	－	－	5,190
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	5
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	869,946
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	▲508	▲508	－	▲216	▲216	－	▲457	▲457	－	▲1,154	▲1,154	－	－	－	－	－	▲3,703
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲69	▲69	－	▲26	▲26	－	▲106	▲106	－	▲266	▲266	－	▲13	▲13	－	▲23	▲717
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	455	455	－	194	194	－	527	527	－	1,332	1,332	－	－	－	－	254	4,030
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	13,457	13,457	－	4,942	4,942	－	18,065	18,065	－	45,612	45,612	－	2,606	2,606	－	13,238	139,538
電気事業報酬	38,098	38,098	－	16,227	16,227	－	44,024	44,024	－	111,153	111,153	－	307	307	－	21,715	341,417
自社アンシラリーサービス費																	－
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲204
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲310
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲75,980
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	465,502	465,502	－	272,256	272,256	－	618,019	618,019	－	1,560,409	1,560,409	－	108,038	108,038	－	910,896	6,397,628

（記載注意）　様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５の２（第11条の２関係）

発電側比率整理表

発電側の延契約電力		需要側の延契約電力	発電側比率
①（10^3kW）	②（10^3kW）	（10^3kW）	（％）
823,962	1,019,264	1,963,288	27.6

（記載注意）

１　発電側の延契約電力①に関しては、第11条の２第１項第１号の規定により算定された値から同項第２号及び第３号の規定により算定された値を合計して得た値を差し引いた値を、同②に関しては、同項第１号の規定により算定された値から同項第３号の規定により算定された値を差し引いた値を記載すること。

２　需要側の延契約電力に関しては、第11条の２第１項第４号の値を記載すること。

様式第５の３（第１１条の３関係）

送配電関連固定費整理表

（単位：百万円）

発電側送配電関連固定費		需要側送配電関連固定費		
総送電費	受電用変電サービス費	総送電費	受電用変電サービス費	その他
340,689	102,782	1,202,280	362,720	2,844,291

（記載注意）

１　様式第３の注１及び２と同様とすること。

２　その他に関しては，需要側送配電関連固定費のうち，総送電費及び受電用変電サービス費以外の合計した値を記載すること。

様式第６（第12条関係）

送配電関連需要明細表

	最大電力 (10^3kW)	延契約電力 (10^3kW)	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電等量 (10^6kWh)	口数 (口)	販売電力量 (10^6kWh)
			夏期	冬期			
特別高圧需要	11,706	－	11,526	9,352	75,873	45,000	74,918
高圧需要	22,806	406,243	22,806	15,777	98,209	3,214,000	94,617
低圧需要	25,604	1,560,509	19,184	22,288	106,233	373,513,000	98,945
合計	60,116	1,966,752	53,516	47,417	280,315	376,772,000	268,480

（注）上記はいずれも規制期間における各年度の平均値。なお，販売電力量について，規制期間の合計値は，特別高圧需要374,592百万kWh，高圧需要473,086百万kWh，低圧需要494,726百万kWh。

様式第７（第24条関係）

送配電関連費発電及び三需要種別計算表

（単位：百万円）

需要種別等		固定費			可変費			需要家費			合計		
		計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加
需要側	特別高圧需要	440,023	424,233	15,790	341,321	171,616	169,705 〈54,309〉	11,542	10,680	862	792,886	606,529	186,357
需要側	高圧需要	1,347,927	1,274,567	73,360	436,947	222,080	214,867 〈70,279〉	47,178	43,652	3,526	1,832,052	1,540,299	291,753
需要側	低圧需要	2,894,541	2,710,491	184,050	465,836	240,274	225,562 〈76,037〉	925,856	856,564	69,292	4,286,233	3,807,329	478,904
発電側		443,471	443,471	－							443,471	443,471	－

（記載注意）

１　需要側の固有の欄には第13条第２項で整理された固有固定費，固有可変費及び固有需要家費を，追加の欄には，第23条で整理された総追加固定費，総追加可変費及び総追加需要家費を記載すること。
　　固定費に係る発電側の固有の欄には第11条の３第１項で抽出された発電側送配電関連固定費を，追加の欄には，第22条の２第２項で整理された追加発電側送配電関連固定費を記載すること。

２　特別高圧需要，高圧需要及び低圧需要の＜＞内には，賠償負担金相当金，廃炉円滑化負担金相当金として第15条第２項で整理された追加可変費を内数として記載すること。

３　その他は，様式第３の注２と同様とすること。

様式第７の２（第25条関係）

発電側託送供給料金割引額設定表

（単位：百万円）

基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合									
発電側送配電関連原価等のうち、基幹系統分			発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち						
	当該基幹系統分のうち、半額	割引額（円/kW・月）	計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）	割引額の半額（円/kW・月）	割引額の四半の額（円/kW・月）
171,357	85,679	28.05	63,537	50,865	12,672	31,769	10.40	5.20	2.60

特別高圧系統の設備投資の効率化に資するものである場合							
発電側送配電関連原価等のうち、特別高圧系統分			発電側送配電関連原価等における特別高圧系統分のうち				
	当該特別高圧系統分の半額	割引額（円/kW・月）	計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）
272,114	136,057	44.54	98,823	79,040	19,783	49,412	16.18

（記載注意）
様式第３の注１及び２と同様とすること。

様式第８（第25条関係）

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

（単位：百万円）

需要種別等		固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量又は発受電等量（10^6kWh）	単価（円/kWh）	想定料金収入
需要側	特別高圧需要	440,023	341,321	11,542	792,886	374,592	2.12	792,135
	高圧需要	1,347,927	436,947	47,178	1,832,052	473,086	3.87	1,832,846
	低圧需要	2,894,541	465,836	925,856	4,286,233	494,726	8.66	4,285,391
発電側		443,471			443,471	889,840	0.50	444,208

（記載注意）
　様式第３の注１及び２と同様とすること。
（注）上記の三需要種別ごとの単価は，いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。
　なお，2024年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は，特別高圧需要2.05 円/kWh，高圧需要3.78 円/kWh，低圧需要8.58 円/kWh。

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則事業者設定基準届出書

経料発５第 15 号
令和５年 12 月１日

経済産業大臣　西 村　康 稔　殿

東京都千代田区内幸町１丁目１番３号
東京電力パワーグリッド株式会社
代表取締役社長　　金 子　禎 則

別表に掲げる一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定により，別紙のとおり事業者設定基準を定めたので届け出ます。

（別　表）

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則	基準設定内容
第８条第４項	第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第９条第２項	第９条第１項第２号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第９条第２項	第９条第１項第５号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第１１条第２項	送配電関連固定費又は送配電関連可変費への配分基準
第１２条第２項	第１２条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
第１６条第２項	託送収益，事業者間精算収益，電灯料及び電力料の需要側送配電関連固定費，送配電関連可変費又は需要家費への配分基準
第２５条第５項	送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準

（別　紙）

第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第８条第４項関係］

１．第８条第３項に規定する基準

一般送配電事業者は，前項の規定により同項第八号に掲げる部門に整理された基礎原価等項目を，別表第二第一表及び第二表に規定する基準により，同項第一号から第七号までに掲げる部門にそれぞれ配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等，変電費及び販売費の整理の基準

１．一般管理費等へ整理された基礎原価等項目ごとの額の７部門（水力発電費，火力発電費，新エネルギー等発電等費，送電費，変電費，配電費及び販売費）への整理の基準 （２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を，第２表に定める活動帰属基準（代表的な物量又は金額の比率をいう。以下同じ。）又は配賦基準（他の基礎原価等項目において整理済みの物量又は金額の比率をいう。以下この表において同じ。）を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準，配賦基準分類表

	一般管理費等	
	活動帰属基準	配賦基準
修繕費	各部門業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）	－
賃借料	各部門業務用建物床面積比（建物については，賃借物件に限る。）	－
委託費	－	各部門業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）

固定資産税	各部門業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件に限る。）	－
減価償却費	各部門業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件に限る。）	－
固定資産除却費	各部門業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件に限る。）	－
建設分担関連費振替額（貸方）	直課された各部門設備別帳簿原価比	－
社債発行費	各部門設備別帳簿原価比	－
電気事業報酬	－	内容ごとに各部門設備別帳簿価額比

２．設定した基準

	一般管理費等	
	活動帰属基準	配賦基準
修繕費	直課された各部門人員数比	－
賃借料	直課された各部門人員数比	－
委託費		
資材管理委託費	資材受払価額比	－
その他委託費	－	直課された各部門人員数比
固定資産税	直課された各部門人員数比	－
減価償却費	直課された各部門人員数比	－
固定資産除却費	直課された各部門人員数比	－
建設分担関連費振替額（貸方）	各部門投資額比	－
社債発行費	各部門設備別帳簿価額比	各部門社債発行費比

電気事業報酬			
	特定固定資産のうちの業務設備分	直課された各部門人員数比	－
	営業資本	各部門営業資本比	－
	その他電気事業報酬	－	各部門電気事業報酬比

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

委託費のうち，資材管理委託費については，資材受払価額と関連があると考えられることから，資材受払価額比を用いることとした。

修繕費，賃借料，固定資産税，減価償却費及び固定資産除却費については，フリーアドレス制度の導入やサテライトオフィス化を踏まえ，設備の利用実態に即した基準として，直課された各部門人員数比を用いることとした。

建設分担関連費振替額（貸方）については，将来の投資に関連があると考えられることから各部門投資額比を用いることとした。

社債発行費については，資金調達に係る費用であり，設備の現在価値である帳簿価額に関連があると考えられることから，各部門設備別帳簿価額比を用いることとした。

電気事業報酬のうち特定固定資産の業務設備に係るものについては，販売部門も含めた全部門へ整理することが適当であると考えられることから，直課された各部門人員数比を用いることとした。

電気事業報酬のうち営業資本に係るものについては，各部門の営業資本に関連があると考えられることから，各部門営業資本比を用いることとした。

活動帰属基準により配分された委託費，社債発行費又は電気事業報酬を除くその他委託費，社債発行費及びその他電気事業報酬を 7 部門へ整理する配賦基準については，各部門の実態に応じた整理を可能とすべく，「直課された各部門人員数比」「各部門社債発行費比」「各部門電気事業報酬比」を用いることとした。

（別　紙）

第９条第１項第２号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第９条第２項関係］

１．第９条第１項第２号に規定する基準

変電費の部門の第一次整理原価を，基礎原価等項目ごとに，別表第二第一表及び第二表に規定する基準により，三需要種別のいずれにも応じて使用される変電設備に係る第一次整理原価（以下「受電用変電サービス費」という。）及び当該変電設備以外の変電設備に係る第一次整理原価（以下「配電用変電サービス費」という。）に配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等，変電費及び販売費の整理の基準

２．変電費の配電用変電サービス費及び受電用変電サービス費への整理の基準 （２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を，第２表に定める活動帰属基準又は配賦基準を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準，配賦基準分類表

	変電費	
	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
給料手当	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
給料手当振替額（貸方）	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
退職給与金	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
厚生費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比

雑給	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
養成費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
建設分担関連費振替額（貸方）	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比	－
社債発行費	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比	－
電気事業報酬	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比

２．設定した基準

	変電費	
	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の箇所数比
給料手当	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の箇所数比
給料手当振替額（貸方）	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の箇所数比
退職給与金	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の箇所数比
厚生費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の箇所数比
雑給	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の箇所数比
養成費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の箇所数比
建設分担関連費振替額（貸方）	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比	－

社債発行費	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比	－
電気事業報酬	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

変電費の整理基準のうち，役員給与，給料手当，給料手当振替額（貸方），退職給与金，厚生費，雑給，養成費については，変電設備の箇所数と関連があると考えられることから，受電用変電設備及び配電用変電設備の箇所数比を用いることとした。

変電費の整理基準のうち，建設分担関連費振替額（貸方）については，投資に関連があると考えられることから，受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比を用いることとした。

変電費の整理基準のうち，社債発行費，電気事業報酬については，資金調達に係る費用等であり，設備の現在価値である帳簿価額に関連があると考えられることから，受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比を用いることとした。

（別　紙）

第９条第１項第５号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第９条第２項関係］

１．第９条第１項第５号に規定する基準

販売費の部門の第一次整理原価を，基礎原価等項目ごとに，別表第二に規定する基準により，離島供給費，指定区域供給費及び非離島等供給費に整理し，それぞれに整理された販売費の第一次整理原価を，給電設備に係る第一次整理原価（沖縄電力にあっては，特定小売料金算定規則第二十条第四項第二号の規定により，離島等供給費に整理されたもの及び同項第三号の規定により，ネットワーク給電費に整理されたものをいう。以下「給電費」という。），調定及び集金に係る第一次整理原価（沖縄電力にあっては，同項第二号の規定により，離島等供給費に整理されたもの及び同項第四号の規定により，ネットワーク需要家費に整理されたものをいう。以下「販売需要家費」という。）並びにその他販売費（沖縄電力にあっては，同項第二号の規定により，離島等供給費に整理されたもの及び同項第五号の規定により，ネットワーク一般販売費に整理されたものをいう。以下「一般販売費」という。）に配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等，変電費及び販売費の整理の基準

３．販売費の離島供給費，指定区域供給費及び非離島等供給費への整理の基準
（２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を，第３表に定める活動帰属基準又は配賦基準を用いて整理すること。
４．離島供給費，指定区域供給費及び非離島等供給費へ整理された販売費の給電費，販売需要家費及び一般販売費への整理の基準
（２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を，第２表に定める活動帰属基準又は配賦基準を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準，配賦基準分類表

	販売費	
	活動帰属基準	配賦基準
修繕費	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）	－
賃借料	業務用建物床面積比（建物については，賃借物件に限る。）	－
委託費	－	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）
固定資産税	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件に限る。）	－
減価償却費	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件に限る。）	－
固定資産除却費	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件に限る。）	－

別表第２第３表　活動帰属基準，配賦基準分類表

	販売費	
	活動帰属基準	配賦基準
修繕費	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）	－
賃借料	業務用建物床面積比（建物については，賃借物件に限る。）	－
委託費	－	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）
固定資産税	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件に限る。）	－

減価償却費	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件に限る。）	－
固定資産除却費	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件に限る。）	－

２．設定した基準

	販売費	
	活動帰属基準	配賦基準
修繕費	直課された人員数比	－
賃借料	直課された人員数比	－
委託費	－	直課された人員数比
固定資産税	直課された人員数比	－
減価償却費	直課された人員数比	－
固定資産除却費	直課された人員数比	－

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

販売費の整理基準のうち，修繕費，賃借料，委託費，固定資産税，減価償却費，固定資産除却費については，フリーアドレス制度の導入やサテライトオフィス化を踏まえ，設備の利用実態に即した基準として，直課された人員数比を用いることとした。

（別　紙）

送配電関連固定費又は送配電関連可変費への配分基準

［第１１条第２項関係］

	配分基準
給料手当（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
給料手当振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
雑給（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
消耗品費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
修繕費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
託送料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
事業者間精算費	送配電関連可変費に整理。
委託費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
養成費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
諸費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
地帯間購入送電費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
他社購入電源費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
建設分担関連費振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
地帯間販売電源料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。

地帯間販売送電料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
他社販売電源料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。

（別　紙）

第１２条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した基準
［第１２条第２項関係］

１．第１２条第１項第６号に規定する値

月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

２．設定した値

第１３条第２項第７号に掲げる需要家費のうち，需要家設備関連費用の配分について，第１２条第２項の規定により，同条第６項第１号に定める割合を，同条第１項第６号に定める値によらず，設備の差異，費用の発生の原因等を反映した値により算定する。

具体的には，配電設備のうち，架空引込線，地中引込線，電流制限器，計器に係る費用及び屋内配線の調査委託に係る費用については，口数比で配分せずに，各設備に対応する電圧区分に応じて，三需要種別に整理するものとする。

３．事業者の実情に応じた値により算定することが適当である理由

配電需要家費のうち需要家設備関連費用については，需要規模，設備等に応じて費用の差異がみられることから，電圧区分ごとに適切な整理を行うため，上記の値に基づきで整理することとした。

（別　紙）

託送収益，事業者間精算収益，電灯料及び電力料の需要側送配電関連固定費，送配電関連可変費又は需要家費への配分基準

［第１６条第２項関係］

	配分基準
託送収益	電力量の多寡によらない料金を需要側送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
事業者間精算収益	送配電関連可変費に整理。
電灯料	電力量の多寡によらない料金を需要側送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
電力料	電力量の多寡によらない料金を需要側送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。

（別　紙）

送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準

［第２５条第５項関係］

（基準託送供給料金の設定）

１　需要側託送供給料金

（１）　料金の種類

送配電関連設備の利用形態，使用期間に応じた原価の差異を考慮して，定額接続送電サービス料金，標準接続送電サービス料金，臨時定額接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金を設定する。

また，送配電関連設備の利用状況を踏まえ，標準接続送電サービス料金に代えて選択できる料金を次のとおり設定する。

イ　時間帯別接続送電サービス料金

電力系統全体のピークが昼間に発生していることから，基準託送供給における昼間時間と夜間時間の送配電関連設備の利用状況の格差を勘案し，昼間と夜間のそれぞれについて電力量料金率を定めるものとする。

ロ　従量接続送電サービス料金

自己等への電気の供給において，ごく限られた時間のみ託送制度を利用することに配慮した電力量料金率を定めるものとする。

ハ　夜間時間または負荷移行先時間に最大需要電力が発生する場合の割引額

電力系統全体のピークが昼間に発生していること等から，高圧または特別高圧で供給する場合で，基準託送供給における送配電関連設備の利用において夜間時間または負荷移行先時間に最大需要電力等が発生し，かつ，標準接続送電サービス料金または時間帯別接続送電サービス料金の適用を受けるときには，昼間時間と夜間時間または負荷移行元時間と負荷移行先時間の固定費負担格差を勘案し，昼間時間または負荷移行元時間の最大需要電力を上回る部分に応じて割引額を算定の上，料金から割り引くこととする。

（２）　料金制

需要側託送供給料金は，基本料金と電力量料金とを組み合わせた二部料金制，従量料金制および定額制により設定する。

２　発電側託送供給料金

（１）　料金の種類

送配電関連設備の利用形態を考慮して，系統連系受電サービス料金を設定する。

なお，系統連系受電サービスについては，基幹系統の設備投資の効率化効果および電気の潮流状況の改善効果や，特別高圧系統の設備投資の効率化効果を踏まえて，割引対象変電所等および割引区分・単価を定める系統設備効率化割引を設定し，受電地点について当社が選定する連系変電所等が割引対象変電所等の場合は，割引区分に応じた割引額を算定の上，料金から割り引くこととする。

（２）　料金制

発電側託送供給料金は，基本料金と電力量料金とを組み合わせた二部料金制により設定する。

託送供給等約款変更認可申請書

２０２３年１２月１日

中部電力パワーグリッド株式会社

託 送 供 給 等 約 款 変 更 認 可 申 請 書

本 営 発 第 ８ 号
2023年 12月 1 日

経済産業大臣　西 村　康 稔　殿

名 古 屋 市 東 区 東 新 町 １ 番 地
中部電力パワーグリッド株式会社
代 表 取 締 役
社 長 執 行 役 員　清 水　隆 一

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので、電気事業法第18条第１項の規定により申請します。

変 更 の 内 容	別紙　託送供給等約款のとおりです。
実 施 期 日	2024年４月１日

別　紙

託　送　供　給　等　約　款

２０２４年４月１日実施

中部電力パワーグリッド株式会社

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　総　　則 1

1　適　　用 1

2　約款の認可および変更 2

3　定　　義 3

4　代表契約者の選任 10

5　託送供給等に係る取扱い 11

6　単位および端数処理 11

7　そ　の　他 12

Ⅱ　契約の申込み 13

8　契約の要件 13

9　検討および契約の申込み 19

10　契約の成立および契約期間 30

11　託送供給等の開始 31

12　託送供給等の準備に対する協力 32

13　電気方式，電圧および周波数 32

14　発電場所および需要場所 35

15　契約および託送供給等の単位 38

16　承諾の限界 43

17　契約書の作成 43

Ⅲ　サービスおよび料金 45
18　サ ー ビ ス 45
19　料　　金 45
20　接続送電サービス 47
21　臨時接続送電サービス 78
22　予備送電サービス 89
23　系統連系受電サービス 92
24　発電量調整受電計画差対応電力 97
25　接続対象計画差対応電力 99
26　需要抑制量調整受電計画差対応電力 100
27　給電指令時補給電力 102

Ⅳ　料金の算定および支払い 105
28　料金の適用開始の時期 105
29　検　針　日 105
30　料金の算定期間 107
31　計　　量 109
32　電力および電力量の算定 109
33　損　失　率 134
34　料金の算定 134
35　支払義務の発生および支払期日 139
36　料金その他の支払方法 141
37　保　証　金 146
38　連 帯 責 任 150

Ⅴ　供　　給 151
39　託送供給等の実施 151

40　受電および供給の中止 155
41　給電指令の実施等 155
42　受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済 .. 157
43　適正契約の保持等 161
44　契約超過金 162
45　力率の保持 166
46　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 167
47　託送供給等にともなう技術要件等 168
48　託送供給等の停止 168
49　託送供給等の停止の解除 171
50　託送供給等の停止期間中の料金 171
51　違　約　金 171
52　損害賠償の免責 172
53　設備の賠償 173

Ⅵ　契約の変更および終了 174
54　契約の変更 174
55　名義の変更 176
56　契約の廃止 177
57　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および
　　工事費の精算 179
58　解　約　等 184
59　契約消滅後の債権債務関係 187

Ⅶ　受電および供給の方法ならびに工事 188
60　受電地点，供給地点および施設 188
61　架空引込線 190

62　地中引込線 192
63　連接引込線等 194
64　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 195
65　引込線の接続 195
66　計量器等の取付け 195
67　専用供給設備 197
68　電流制限器の取付け 199

Ⅷ　工事費の負担 200
69　工事費の負担方法 200
70　受電地点への供給設備の工事費負担金 203
71　受電用計量器等の工事費負担金 208
72　会社間連系設備の工事費負担金 209
73　一般供給設備の工事費負担金 209
74　供給地点への特別供給設備の工事費負担金 213
75　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 215
76　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定 216
77　工事費負担金の申受けおよび精算 219
78　託送供給等の開始に至らないで契約を廃止または変更される
　　場合の費用の申受け 222
79　臨時工事費 223
80　工事費負担金契約等の締結 224

Ⅸ　保　　安 225
81　保安の責任 225
82　保安等に対する発電者および需要者の協力等 225
83　調　　査 226

84　調査等の委託 227
85　調査に対する需要者の協力 227
86　検査または工事の受託 227
87　自家用電気工作物 228

附　　則

別　　表

Ⅰ　総　　則

１　適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

(1) 託送供給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接続供給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（愛知県，岐阜県〔一部を除きます。〕，三重県〔一部を除きます。〕，静岡県〔富士川以西〕および長野県をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振替供給

当社が，契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定

送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

(2) 電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が，発電契約者から当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が，需要抑制契約者から特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

２　約款の認可および変更

(1) この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

(2) 当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，

この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

３　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1) 契 約 者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2) 発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3) 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

(4) 発 電 者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で，当社以外の者をいいます。

(5) 需 要 者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

(6) 低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

(7) 高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

(8) 特別高圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

(9) 受電地点

当社が託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10) 発電場所

発電者が発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11) 供給地点

当社が託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12) 需要場所

需要者が契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13) 会社間連系点

当社が維持および運用する供給設備と当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

(14) 中継振替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15) 地内振替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間

連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⑯ 発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，当社が受電地点において発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑰ 発電量調整受電電力量

当社が受電地点において発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⑱ 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑲ 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑳ 接続受電電力

接続供給の場合で，当社が受電地点において契約者から受電する電気の電力をいいます。

㉑ 接続受電電力量

当社が受電地点において契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

㉒ 接続供給電力

当社が供給地点において契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

㉓ 接続供給電力量

当社が供給地点において契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量

をいいます。

⑵4 接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

⑵5 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

⑵6 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵7 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵8 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，当社が受電地点において需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑵9 需要抑制量調整受電電力量

当社が受電地点において需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⑶0 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶1 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶2 ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶3 損 失 率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

⑶4 契約電力

契約上使用できる最大電力（キロワット）をいいます。この場合，契約電力とは，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

⑶5 契約電流

契約上使用できる最大電流（アンペア）をいい，交流単相２線式標準電圧100ボルトに換算した値といたします。この場合，契約電流とは，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。

⑶6 契約容量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）をいいます。この場合，契約容量とは，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

⑶7 契約受電電力

契約上使用できる受電地点ごとの接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）をいい，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。

⑶8 同時最大受電電力

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）をいい，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。

⑶9 最大連系電力等

低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいい，高圧または特別高圧で受電する場合は，30分ごとの連系電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

⑷0 最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいい，高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

⑷1 発電バランシンググループ

32（電力および電力量の算定）⑴8イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または32（電力および電力量の算定）⑴9イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷2 需要バランシンググループ

32（電力および電力量の算定）⑵0に定める接続対象計画差対応補給電力量または32（電力および電力量の算定）⑵1に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

⑷3 需要抑制バランシンググループ

32（電力および電力量の算定）⑵2イもしくはロに定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または32（電力および電力量の算定）⑵3に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷4 契約使用期間

契約上サービスを受けることができる期間をいいます。

⑷5 電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

⑷6 小型機器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

⑷7 動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

⑷8 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

⑷9 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

⑸0 定期検査

電気事業法第54条および第55条第１項に定める検査をいいます。

⑸1 定期補修

定期的に一定期間を限り行なわれる補修をいいます。

⑸2 給電指令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。

⑸3 昼間時間

毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月30日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

⑸4 夜間時間

昼間時間以外の時間をいいます。

４　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，その他の取扱いは，次のとおりといたします。

(1) この約款に係る当社との協議事項についての一切の権限を他のすべての契約者から委任され，かつ，当社とのすべての協議に責任をもって応じることができる１契約者を代表契約者として，あらかじめ定めていただきます。この場合，代表契約者に対する他のすべての契約者の委任状（当社所

定の様式によっていただきます。）を当社に提出していただきます。当社は，この約款およびその他接続供給の実施に係る契約者との協議を代表契約者と行ないます。

(2) 契約者の行なう契約の申込み，その他接続供給の実施に係る当社との手続きおよびこの約款に定める金銭債務の支払い手続きは，原則として(1)に定める代表契約者により行なっていただきます。また，当社の行なう契約者への通知，保証金の返還等は，原則として(1)に定める代表契約者に対し行ないます。

５　託送供給等に係る取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた内容については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施するうえで必要となる目的以外には使用いたしません。

６　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

(1) 契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(2) 契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(3) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電

力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，20（接続送電サービス）(2)イまたは21（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，20（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

(4) 電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

(5) 力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(6) 料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

７　そ　の　他

この約款に記載のない事項については，この約款の趣旨に則り，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

８　契約の要件

(1) 契約者が接続供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　需要者が，次の事項を遵守して，電気設備を当社の供給設備に電気的に接続すること。

(ｲ) 法令で定める技術基準，その他の法令等

(ﾛ) 別冊に定める技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）

(ﾊ) 当社が，当社の供給設備の状況等を勘案したうえで，技術的に適当と認める方法

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　契約者は，需要者にこの約款における需要者に係る規定を遵守させること。

ヘ　需要者がこの約款における需要者に係る規定を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場

合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。

リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ) 発電者の発電設備等が非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ) 契約者と発電者が同一であること。また，契約者と同一でない発電者を含む場合は，その発電者と契約者が経済産業省令で定める密接な関係を有すること。

(ﾊ) 契約者と需要者が同一，または経済産業省令で定める密接な関係を有すること。

(2) 契約者が振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　契約者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ハ　契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ) 発電者の発電設備等が非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ) 契約者と発電者が同一であること。また，契約者と同一でない発電者を含む場合は，その発電者と契約者が経済産業省令で定める密接な関係を有すること。

(ﾊ) 契約者と需要者が同一，または経済産業省令で定める密接な関係を有すること。

(3) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が，次の事項を遵守して，電気設備を当社の供給設備に電気的に接続すること。

(ｲ) 法令で定める技術基準，その他の法令等

(ﾛ) 系統連系技術要件

(ﾊ) 当社が，当社の供給設備の状況等を勘案したうえで，技術的に適当と認める方法

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。

ヘ　発電契約者が，原則として，19（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，35（支払義務の発生および支払期日）(4)に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。

ト　発電契約者が，36（料金その他の支払方法）(3)ロの場合を除き，19（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。

チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。

リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。

ヌ　発電契約者は，発電者にこの約款における発電者に係る規定を遵守させること。

ル　発電者がこの約款における発電者に係る規定を遵守する旨の承諾をすること。

ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契

約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。

なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。

(4) 発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生ずる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電者が，原則として，19（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。

ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。

ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。

(5) 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要

件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(ｲ) 需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

(ﾛ) (ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ﾊ) 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ﾆ) 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

(ﾎ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が31（計量）(2)に該

当しないこと。

ホ　需要抑制契約者は，需要者にこの約款における需要者に係る規定を遵守させること。

ヘ　需要者がこの約款における需要者に係る規定を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者，発電契約者または需要抑制契約者から申込みをしていただきます。

(1) 受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，(4)の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。ただし，接続供給契約または振替供給契約の場合は，受電地点が会社間連系点の場合に限ります。また，発電量調整供給契約の場合は，発電者から電気を受電する場合に限ります。

(ｲ) 接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込み内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

(ﾛ) 振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当社が振替供給する電気の供給地点

c　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込み内容

d　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

e　振替供給の開始希望日

(ﾊ) 発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　受電地点における受電電圧および予備送電サービスの希望の有無

d　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上

必要な仕様

e　発電量調整受電電力の最大値および最小値

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

(ｲ) 検討期間

当社は，受電側接続検討の申込みをいただいた後，原則として３月以内に，検討結果を契約者または発電契約者にお知らせいたします。

(ﾛ) 検 討 料

当社は，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

(2) 供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，(4)の申込みに先だって，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，供給設備の新たな施設または変更に係

る工事の要否（工事が必要となる場合は，その工事の種別を含みます。）についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ) 契約電力，契約電流または契約容量

(ﾆ) 負荷設備または主開閉器

(ﾎ) 接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備，契約電力，契約電流および契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，供給側接続事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果を契約者にお知らせいたします。

(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，(4)の申込みに先だって，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，供給設備の変更に係る工事の要否（工事が必要となる場合は，その工事の種別を含みま

す。）についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾊ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果を需要抑制契約者にお知らせいたします。

(4) 契約の申込み

契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。），８（契約の要件）(3)ホに定める要件を満たすことを証明する文書（当社所定の様式によっていただきます。）および８（契約の要件）(3)ルの発電者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。）また

は８（契約の要件）(5)ヘおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。）をあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合には，８（契約の要件）(1)リまたは(2)ニに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じ，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたし

ます。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(5)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ﾆ) 接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量および接続送電サービスの種別

(ﾎ) 臨時接続送電サービスを希望される場合は，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力および臨時接続送電サービスの種別ならびにその使用期間

(ﾍ) 予備送電サービスを希望される場合は，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスの種別

(ﾄ) 契約受電電力

(ﾁ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(ﾘ) ８（契約の要件）(1)ロの実施方法

(ﾇ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾙ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ) 連絡体制

なお，負荷設備，契約電力，契約電流および契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

(ｲ) 連絡体制

(ﾛ) 当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込み内容

ハ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号

(ﾛ) 契約受電電力および同時最大受電電力

(ﾊ) 予備送電サービスを希望される場合は，予備送電サービス契約電力

(ﾆ) 発電量調整受電計画電力

(ﾎ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾍ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾄ) 連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力

(ﾊ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる32（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ

(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

(ﾙ) 連絡体制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる32（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

(5) 当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約の申込みについて，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，当社は，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によっていただきます。）を作成いたします。

(6) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社

が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，当社は，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によっていただきます。）を作成いたします。

(7) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，当社は，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によっていただきます。）を作成いたします。

10　契約の成立および契約期間

(1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

(2) 契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 契約期間は，臨時接続送電サービスを利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

(ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ) 臨時接続送電サービスの契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において臨時接続送電サービスが適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

(ﾛ) 契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連

系受電契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ハ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において臨時接続送電サービスが適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。

ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。また，需要抑制量調整供給の場合で，契約期間満了に先だって需要抑制量調整供給契約の消滅または変更がない場合は，需要抑制量調整供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

11　託送供給等の開始

(1) 当社は，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日を定め，接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を開始いたします。

(2) 当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由に

よって，あらかじめ定めた接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日に接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日を定めて接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を開始いたします。

12　託送供給等の準備に対する協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設し，所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について，協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1) 受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低　　圧	交流単相２線式，交流単相３線式 または交流３相３線式
	高圧または 特別高圧	交流３相３線式

(2) 供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（サービスおよび料金）の各項に定めるところによります。

(3) 受電電圧および供給電圧は，次のとおりといたします。

イ　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力に応じて次のとおりといたします。ただし，発電者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当該標準電圧より上位または下位の電圧で受電することがあります。

契約受電電力	50ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧100ﾎﾞﾙﾄ または200ﾎﾞﾙﾄ
	50ｷﾛﾜｯﾄ以上 2,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧6,000ﾎﾞﾙﾄ
	2,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄ または30,000ﾎﾞﾙﾄ
	10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
	50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

ロ　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（サービスおよび料金）の各項に定めるところによります。ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込

線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

なお，需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当該標準電圧より上位または下位の電圧で供給することがあります。

契約設備電力	50ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧100ﾎﾞﾙﾄ または200ﾎﾞﾙﾄ
	50ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧6,000ﾎﾞﾙﾄ

また，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし，契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

(4) 周波数は，標準周波数60ヘルツといたします。ただし，振替供給の場合で，東京電力パワーグリッド株式会社との会社間連系点を供給地点とするときには，周波数変換設備を使用して標準周波数50ヘルツで供給いたします。

14　発電場所および需要場所

(1) 当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。

イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(ｲ) 居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とするこ

とができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

ａ　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

ｂ　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

ｃ　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ﾛ) 居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

(ﾊ) 居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。

(2) 隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。

(3) 道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める１構内をなすものまたは(2)に該当するものを除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所と

いたします。

(4) (1)に定める１構内，(1)イに定める１建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1),(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

(ｲ)　非特例区域等について，(1),(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ﾛ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，46（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，46（発電場所およ

び需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　契約および託送供給等の単位

(1) 接続供給の場合，当社は，契約者のあらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所につき１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定していただきます。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属することとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

(2) 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）につき１振替供給契約を結びます。

(3) 当社は，次の場合を除き，１需要場所につき，１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって接続供給を行ない，１発電場所につき，１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスを契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾛ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾊ) 高圧臨時接続送電サービス

(ﾆ) 特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

(ﾛ) 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび

動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　22（予備送電サービス）をあわせて契約する場合

ホ　60（受電地点，供給地点および施設）(5)の場合

ヘ　73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ) c の方式による供給の場合

ト　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

チ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

(4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，１系統連系受電契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御

用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできな

いものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。

(5) 需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法と

なる32（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16　承諾の限界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況（既に消滅しているものを含む他の接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合および既に消滅しているものを含む当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合を含みます。）その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，原則として接続供給，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始前に，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，接続供給，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給に関する必要な事項について，接続供給契約書（当社所定の様式によっていただきます。），振替供給契約書（当社所定の様式によっていただきます。），発

電量調整供給契約書（当社所定の様式によっていただきます。）または需要抑制量調整供給契約書（当社所定の様式によっていただきます。）を作成いたします。

Ⅲ　サービスおよび料金

18　サ ー ビ ス

(1) 契約者が当社から接続供給を受ける場合は，20（接続送電サービス）または21（臨時接続送電サービス）にあわせて，25（接続対象計画差対応電力）および27（給電指令時補給電力）を契約していただきます。

(2) 発電契約者が当社から発電量調整供給を受ける場合は，24（発電量調整受電計画差対応電力）および27（給電指令時補給電力）を契約していただきます。

(3) 需要抑制契約者が当社から需要抑制量調整供給を受ける場合は，26（需要抑制量調整受電計画差対応電力）を契約していただきます。

(4) 契約者または発電契約者は，希望により，(1)または(2)にあわせて，22（予備送電サービス）を契約することができます。

19　料　　金

料金は，次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，25（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに27（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，20（接続送電サービス）(3)によって算定された接続送電サービス料金，21（臨時接続送電サービス）(3)によって算定さ

れた臨時接続送電サービス料金および22（予備送電サービス）(3)によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)または(ﾎ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

(ｲ) 検 針 日

(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または32（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日

(ﾆ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾎ) 32（電力および電力量の算定）(28)ロの場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，24（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに27（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3) 発電者に係る料金

イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。

ロ　系統連系受電サービス料金は，23（系統連系受電サービス）(3)によって，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。

(ｲ) 検 針 日

(ﾛ) 発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾊ) 32（電力および電力量の算定）(28)ロの場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日

ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。

(4) 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，26（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

20　接続送電サービス

(1) 適用範囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気に適用いたします。

(2) 接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，供給地点ごとに，次によって定めます。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

(イ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

a　新たに接続送電サービスを利用する場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

b　需要場所において使用される受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所において使用される受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減

少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降その12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。

ａ　接続送電サービス契約電流

(a) 接続送電サービス契約電流は，５アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。

b　接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ハ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(イ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ニ) (イ)の適用後１年に満たない場合は，(ロ)または(ハ)を適用いたしません。また，(ロ)または(ハ)の適用後１年に満たない場合は，(イ)を適用いたしません。

(ホ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），

負荷設備または受電設備を変更される場合は，54（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のとき，または特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，１年間を通じての最大の負荷，需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを利用する場合等で，適当と認められるときは，接続供給開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。

ハ　イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めている供給地点における最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，当該供給地点の接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の当該供給地点の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を行なうときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値に当該不足電力分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値を加えたものといたします。

なお，当該不足電力分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所において使用される負荷設備または受電設備を変更されるとき

は，54（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ホ　接続送電サービスの利用に先だって需要者が同一の需要場所で他の接続供給契約または接続供給契約以外の契約（以下「他契約」といいます。）により電気の供給を受けていた場合は，接続送電サービス契約電力の決定上，当該他契約による電気の供給は接続送電サービスを利用していたものとみなします。

(3) 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとする

ことがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。

(a) 電灯料金

i　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	37円91銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	75円80銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	151円61銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	227円41銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	379円03銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	379円03銭

ii　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設

備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b) 小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの１機器につき	113円06銭
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	226円13銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき100ボルトアンペアまでごとに	226円13銭

e　そ の 他

(a) 当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。

(b) 特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ﾛ) 電灯標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b) １需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用

することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	214円50銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	137円50銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	68円75銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	206円25銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	7円91銭

(ﾊ) 電灯時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトお

よび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	214円50銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	137円50銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アン

ペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	68円75銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	206円25銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

１キロワット時につき	8円43銭

ⅱ　夜間時間

１キロワット時につき	7円29銭

(ﾆ) 電灯従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボ

ルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	11円43銭

(ホ) 動力標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

(b) １需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が

適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｉ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	550円00銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合

の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	412円50銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	6円07銭

(c) そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときには，基本料金のみといたします。

d　そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｉ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	550円00銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	412円50銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i　昼間時間

１キロワット時につき	6円49銭

ii　夜間時間

１キロワット時につき	5円64銭

(c) そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときには，基本料金のみといたします。

d　そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用

することはできません。

(ト) 動力従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ホ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	15円10銭

d　そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(イ) 高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として，50キロワット以上であ

り，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において接続送電サービスを利用した場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により

生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の使用とみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	467円50銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	2円21銭

(ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計とい

たします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において接続送電サービスを利用した場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の使用とみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	467円50銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

１キロワット時につき	2円39銭

ⅱ　夜間時間

１キロワット時につき	2円00銭

(ハ) 高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	9円88銭

ハ　特別高圧で供給する場合

(ｲ) 特別高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄ または30,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたし

ます。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において接続送電サービスを利用した場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の使用とみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	357円50銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	0円88銭

(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄ または30,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める

供給地点において接続送電サービスを利用した場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の使用とみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	357円50銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼間時間

１キロワット時につき	0円92銭

ii　夜間時間

1キロワット時につき	0円85銭

(ハ) 特別高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄ または30,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	6円74銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

(ｲ) 力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合の平均力率は，別表５（平均力率の算定式）により算定いたします。

なお，その供給地点において，まったく接続送電サービスを利用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。

(ﾛ) 力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点で，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該不足電力分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点で，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該不足電力分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ　そ の 他

(ｲ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(ﾛ) 電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾊ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(4) 不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合の取扱い

(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点の場合，当社は，必要に応じて需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。また，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむ

をえない場合は，使用開始後すみやかに当社に通知していただきます。

(5) １年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大の接続供給電力が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の算式により算定された金額といたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力

ピークシフト電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	278円30銭
	特別高圧で供給する場合	212円30銭

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年間を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量

（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

21　臨時接続送電サービス

(1) 適用範囲

接続供給の場合で，契約使用期間が１年未満で，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気に適用いたします。この場合，あらかじめ契約使用期間を契約者から申し出ていただきます。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

(2) 臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

ａ　臨時接続送電サービス契約電流

(a) 臨時接続送電サービス契約電流は，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。

ｂ　臨時接続送電サービス契約容量

(a) 臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表６（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の６キロボルトアンペアにつき	95パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	85パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	75パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	65パーセント

(b) 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾛ) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a 臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契

約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a) 契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	100パーセント
	次の２台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

(b) (a)によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷の実情に応

じて契約者と当社との協議によって供給地点ごとに定めます。

(3) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	3円34銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	6円69銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	6円69銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	66円91銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	66円91銭

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき20（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく臨時接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	8円70銭

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	98円10銭

d　そ の 他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ﾆ) 動力臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき20（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく臨時接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	7円30銭

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として，50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，１月につき20（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく臨時接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	2円65銭

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄまたは30,000ﾎﾞﾙﾄ
臨時接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
臨時接続送電サービス契約電力50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，１月につき20（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく臨時接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	1円06銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，20

（接続送電サービス）(3)ニに準ずるものといたします。

ホ　そ の 他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(4) そ の 他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，20（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，20（接続送電サービス）(5)は，適用いたしません。

22　予備送電サービス

(1) 適用範囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，20（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

なお，常時利用変電所とは，受電地点においては受電地点に電気的に最も近い常時利用変電所のことを，供給地点においては供給地点に電気的に最も近い常時利用変電所のことをいいます。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2) 予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点においては当該受電地点の契約受電電力の値，供給地点においては当該供給地点の接続送電サービス契約電力の値といたします。ただし，特別の事情がある場合の予備送電サービス契約電力は，契約者または発電契約者と当社との協議により受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として，50キロワットを下回らないものといたします。

(3) 予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点の予備送電サービスによって供給された電気の電力量は，20（接続送電サービス）の接続供給電力量といたします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって供給された電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	79円20銭
	特別高圧で供給する場合	53円90銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	128円70銭
	特別高圧で供給する場合	88円00銭

(4) 力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，20（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点の予備送電サービスによって供給された電気は，原則として，20（接続送電サービス）によって供給された電気とみなします。

(5) そ の 他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

23　系統連系受電サービス

(1) 適用範囲

小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。

(2) 系統連系受電課金対象電力

各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

(ｲ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ) 臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ) 接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。

(ﾊ) 接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

(ﾆ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ﾎ) 附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう

場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

(3) 系統連系受電サービス料金

系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。

イ　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。

系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	80円42銭

ロ　電力量料金

電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	0円26銭

ハ　系統設備効率化割引

系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設

備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。

(ｲ) 適　　用

a　系統設備効率化割引Ａ

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ａ－１，Ａ－２またはＡ－３に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

b　系統設備効率化割引Ｂ

低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ﾛ) 系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。

a　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりと

いたします。

(a) 受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	42円25銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	8円80銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	4円40銭

(b) (a)以外の場合

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	42円25銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	17円60銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	8円80銭

b　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－１の場合	33円36銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－２の場合	13円66銭

(ﾊ) 系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は，(2)の系統連系受電課金対象電力に(ﾛ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。

ニ　そ の 他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

24　発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，42（受電および供給の中止または

給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ) 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電

気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

25　接続対象計画差対応電力

(1) 適　　用

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(ｲ) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

(イ) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ハ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

26　需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画

差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

27　給電指令時補給電力

(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，32（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

(2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，32（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系

設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

28　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

29　検　針　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

(1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。ただし，やむをえない事情のある場合は，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針するこ

とがあります。

なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で20（接続送電サービス）(2)ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。

また，受電地点および供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。

(2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

(3) 当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の当該受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　非常変災の場合

ハ　その他特別の事情がある場合で，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえたとき。

(4) (3)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

(5) (3)ロまたはハの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったも

のといたします。

30　料金の算定期間

(1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または32（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2) 系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

(3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

31 計　　量

(1) 受電地点ごとの発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，供給地点ごとの接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。

(2) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

32 電力および電力量の算定

(1) 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量に２を乗じてえた値とし，受電地点ごとに，30分ごとに算定いたします。

(2) 発電量調整受電電力量

30分ごとの発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，その30分の受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，その30分の受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合は，その合計値といたします。）といたします。

ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，その30分の受電地点で計量された電力量といたします。

また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30分ごとの発電量調整受電電力量を，料金の算定期間（ただし，発電契

約者が受電地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

(3) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

(4) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合は，その合計値といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する

取扱い）(1)のとおりといたします。

(5) 接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

(6) 接続受電電力量

30分ごとの接続受電電力量は，その30分の(12)の接続対象計画電力量といたします。

(7) 接続供給電力

接続供給電力は，(8)の30分ごとの接続供給電力量に２を乗じてえた値とし，供給地点ごとに，30分ごとに算定いたします。

(8) 接続供給電力量

30分ごとの接続供給電力量は，その30分の供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，時間帯ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期

間といたします。）において合計した値といたします。ただし，20（接続送電サービス）(3)イ(ﾊ)および(ﾍ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いたものといたします。

(9) 接続対象電力

接続対象電力は，(10)の30分ごとの接続対象電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

(10) 接続対象電力量

接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合は，その合計値といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率(33〔損失率〕に定める損失率といたします。)}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。

(ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，ａまたはｂによって算定された値

a　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}(33〔\text{損失率}〕\text{に定める損失率といたします。})} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}(33〔\text{損失率}〕\text{に定める損失率といたします。})}$$

b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損

失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 － 需要抑制量調整受電計画電力量

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}(33〔\text{損失率}〕\text{に定める損失率といたします。})}$$

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の算式により算定された値

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(11) 接続対象計画電力

接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

(12) 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合は，その合計値といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

(13) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

⑭ 需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，30分ごとに，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の算式により算定された値

(ｲ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝０

(ﾛ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{ベースライン} - \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}}$$

（33〔損失率〕に定める損失率といたします。）

(ハ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の算式により算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）といたします。ただし，算定された値が零を下回る場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{ベースライン} - \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}}$$

（33〔損失率〕に定める損失率といたします。）

(15) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

(16) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者が

あらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

⑰ ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔契約および託送供給等の単位〕(3)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

⑱ 発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計値といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合は，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，発電

量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ) (2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

(ﾛ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c　41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　41（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（41〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受

電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

b　ファーム電源に対して，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（41〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

d　41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施

等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

e 41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電

力量を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量

は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量に41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計値といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合は，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは41（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわら

ず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

(20) 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域内で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

(21) 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の算式に

より算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域内で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

⑵2 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⑴4の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑴6の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，イまたはロによって算定された値の合計値といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合で，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⑴4ロを適用している場合で，30分ごとの⑴4の需要抑制量調整受電電力量が零となるときは，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率(33〔損失率〕に定める損失率といたします。)}} - \text{ベースライン}$$

ロ　イ以外の場合は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} - \text{需要抑制量調整受電電力量}$$

(23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の算式により算定された値の合計値といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合で，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量} = \text{需要抑制量調整受電電力量} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めま

す。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

⑵5 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑵6 29（検針日）(2)または(3)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，原則として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。

⑵7 15（契約および託送供給等の単位）(3)において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計して算定された値とすることがあります。

⑵8 そ の 他

イ　受電地点において，他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとの受電地点で計量された電力量を原則として39（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分の電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者か

ら発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとの受電地点で計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ロ　計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できなかった場合または電力量の算定に計量値等を用いることが適当でない場合には，別表８（電力量の協定）を基準として，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できなかったときまたは計量情報等を伝送することができなかったときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

ハ　受電地点または供給地点ごとの計量等の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。

なお，発電者への受電地点の計量等の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。

33 損　失　率

損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	7.1パーセント
高圧で供給する場合	3.8パーセント
特別高圧で供給する場合	2.5パーセント

34 料金の算定

(1) 送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合

ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時

接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ホ　30（料金の算定期間）(1)イまたは(2)イの場合で供給側検針期間または受電側検針期間の日数がその供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ヘ　30（料金の算定期間）(1)ロまたは(2)ロの場合で供給側計量期間または受電側計量期間の日数がその供給側計量期間または受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

(2) 当社は，(1)ロ，ハ，ニ，ホまたはへの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額について，次の算式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの接続送電サービス料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ホまたはへに該当する場合は，

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦　日　数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ホまたはヘに該当する場合は，

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦　日　数}}$$

といたします。

(3) (1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(4) (1)ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変

更のあった日から適用いたします。

(5) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

(6) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または32（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

(7) 30（料金の算定期間）(1)ロまたは(2)ロの場合は，(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，供給側計量期間または受電側計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地

点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。

(8) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

(9) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

(10) 供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日

数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

35　支払義務の発生および支払期日

(1) 日程等別料金の支払義務は，当該日程等別料金に係る19（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生するものといたします。

(2) 系統連系受電サービス料金の支払義務は，当該系統連系受電サービス料金に係る19（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生するものといたします。

(3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，32（電力および電力量の算定）(28)ロの場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

(4) (1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきま

す。ただし，支払期日が金融機関の休業日の場合は，支払期日を直後の金融機関の休業日でない日まで延期するものといたします。

イ　58（解約等）(1)により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合

(5) 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を

支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお，(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生ずるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。

(6) 当社は，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払期日が金融機関の休業日の場合は，支払期日を直後の金融機関の休業日でない日まで延期するものといたします。

36　料金その他の支払方法

(1) 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他については，そのつど，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた当社銀行口座への振込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた当社銀行口座への振込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたも

のといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3) 発電者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。

なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

(ｲ) 発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合

(ﾛ) 発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。

(ﾊ) その他当社が必要と認めた場合

ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。

(ｲ) イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。

(ﾛ) ロの当社が指定した金融機関を通じた当社銀行口座への振込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。

ニ　料金が支払期日までに支払われない場合は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。

ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により発電者から支払っていた

だきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

(4) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた当社銀行口座への振込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(5) 当社の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約

者が指定した金融機関の銀行口座への振込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社の負担といたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

37　保　証　金

(1) 契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または接続供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(ｲ) 支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合

(ﾛ) 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，32（電力および電力量の算定）(20)に

よって算定された値が著しく大きい場合または32（電力および電力量の算定）⑳によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，43（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ハ) 新たに接続供給を希望され，または契約電力等を増加する場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

なお，ニにより保証金を預けていただく場合は，そのときからあらためて２年以内の預かり期間を設定いたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。この場合，当社は，あらためてイによって算定した金額と充当後の残額との差額を預けていただくことがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金を契約者にお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(2) 発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかった発電契約者，または新たに発電量調整供給を希望され，もしくは契約受電電力等を増加する発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だ

って，または発電量調整供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

なお，ハにより保証金を預けていただく場合は，そのときからあらためて２年以内の預かり期間を設定いたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。この場合，当社は，あらためてイによって算定した金額と充当後の残額との差額を預けていただくことがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金を発電契約者にお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(3) 発電者の場合は，次によります。

イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかった発電者，または新たに受電地点の設定を希望され，もしくは同時最大受電電力を増加する発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

なお，ハにより保証金を預けていただく場合は，そのときからあらた

めて２年以内の預かり期間を設定いたします。

ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。この場合，当社は，あらためてイによって算定した金額と充当後の残額との差額を預けていただくことがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金を発電者にお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(4) 需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を希望される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または需要抑制量調整供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

なお，ハにより保証金を預けていただく場合は，そのときからあらためて２年以内の預かり期間を設定いたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。この場合，当社は，あらためてイによって算定した金額と充当後の残額との差額を預けていただくことがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金を需要抑制契約者にお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

38　連 帯 責 任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

39　託送供給等の実施

(1) 接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。また，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてロに定める内容以外の計画を求めた場合には，すみやかにその計画を，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ニ　契約者は，ロまたはハで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画について調整を行なうことがあります。

ヘ　当社は，41（給電指令の実施等）および82（保安等に対する発電者および需要者の協力等）に定める事項その他系統運用上必要な事項について，契約者および需要者と申合書を作成いたします。

(2) 振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合には，すみやかにその計画を，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者は，イで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

(3) 発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画

および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。また，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてロに定める内容以外の計画を求めた場合には，すみやかにその計画を，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ニ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画について調整を行なうことがあります。

ホ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヘ　発電契約者は，ロもしくはハで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

ト　41（給電指令の実施等）および82（保安等に対する発電者および需要者の協力等）に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電契約者および発電者と申合書を作成いたします。

(4) 需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。また，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画またはベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてロに定める内容以外の計画を求めた場合には，すみやかにその計画を，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ニ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画について調整を行なうことがあります。

ホ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヘ　需要抑制契約者は，ロもしくはハで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

40　受電および供給の中止

当社は，非常変災の場合，当社の供給設備に故障が生じた場合等やむをえない場合は，契約者，発電契約者もしくは需要抑制契約者からの受電または契約者，発電契約者もしくは需要抑制契約者への供給を中止することがあります。

41　給電指令の実施等

(1) 当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，39（託送供給等の実施）(3)ニにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

(2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者に発電もしくは放電を調整し，もしくは中止していただき，需要者に電気の使用を制限し，もしくは中止していただき，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむ

をえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者に発電もしくは放電を調整し，もしくは中止していただき，需要者に電気の使用を制限し，もしくは中止していただき，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

(3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止していただき，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

42　受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済

(1) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に不足が生じたときには，不足電力を補給いたします。

(2) 当社は，発電量調整供給において，40（受電および供給の中止）または41（給電指令の実施等）(2)によって，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合は，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に不足が生じたときには，低圧で受電する場合を除き，不足電力を補給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整

電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(3) 当社は，発電量調整供給において，40（受電および供給の中止）または41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ホ，ヘ，トもしくは(3)によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，41（給電指令の実施等）(2)ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または41（給電指令の実施等）(2)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，割引いたしません。

イ　低圧で受電する場合，または高圧で受電する場合で同時最大受電電力が500キロワット未満のとき。

(ｲ) 割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定された所定の１月の金額といたします。

(ﾛ) 割 引 率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で受電する場合で同時最大受電電力が500キロワット以上のとき，または特別高圧で受電する場合

(ｲ) 割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定された所定の１月の金額といたします。

(ﾛ) 割 引 率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　式）

a　発電量調整受電電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H’＝ 修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入い

たします。）

Ｈ ＝ 制限時間

Ｄ ＝ 当該受電地点の同時最大受電電力

ｄ ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値

ｂ　発電量調整受電電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A-B}{A}$$

Ｈ’＝ 修正時間

Ｈ ＝ 制限時間

Ａ ＝ 制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量（発電者の平常操業時の発電量調整受電電力量の実績等にもとづき算定された推定発電量調整受電電力量といたします。）

Ｂ ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量

ｃ　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(4) (3)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，料金算定期間の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

(5) 当社は，接続供給において，40（受電および供給の中止）または41（給

電指令の実施等）(2)もしくは(3)によって，契約者への供給を中止し，または需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

(6) 22（予備送電サービス）に対する利用の制限または中止についても，これにともなう料金の減額は行ないません。

(7) 当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

43　適正契約の保持等

(1) 当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合は，契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正な

ものに変更していただきます。

(3) 当社は，32（電力および電力量の算定）⑳もしくは㉑，32（電力および電力量の算定）⑱イもしくは⑲イ，32（電力および電力量の算定）⑱ロもしくは⑲ロ，32（電力および電力量の算定）㉒もしくは㉓によって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。）または32（電力および電力量の算定）⑰のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに変更していただきます。

44 契約超過金

(1) 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて当社のサービスを利用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力にそれぞれのサービスの該当基本料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを利用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，供給地点ごとにその１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

(2) 発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

(ｲ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。

(ﾛ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値とい

たします。

(ﾛ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ) 臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ) 接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。

(ﾊ) 接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

(ﾆ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ホ) 附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

(3) 契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。

イ　契約者の場合

契約電力をこえて使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに契約者から支払っていただきます。

なお，契約超過金が支払期日までに支払われない場合は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

ロ　発電者の場合

同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，発電者から支払っていただきます。

なお，契約超過金が支払期日までに支払われない場合は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間に

ついても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。

45　力率の保持

(1) 低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表12（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

(2) 高圧または特別高圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として85パーセント以上に保持していただきます。

なお，進相用コンデンサの開放，自動的に力率を調整する装置の設置等により，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただく

ことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

46　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または電力量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(1) 受電地点もしくは供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内もしくは需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工，改修または検査

(2) 82（保安等に対する発電者および需要者の協力等）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

(3) 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者または需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または電気の使用用途の確認

(4) 計量器の検針または計量値の確認

(5) 48（託送供給等の停止），56（契約の廃止）または58（解約等）により必要な処置

(6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約の成立，変更

もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

47　託送供給等にともなう技術要件等

(1) 発電者または需要者が次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，接続供給契約または振替供給契約については契約者の負担で，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくものとし，とくに必要がある場合には，接続供給契約または振替供給契約については契約者の負担で，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社は，供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

(2) 発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

48　託送供給等の停止

(1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場

合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　65（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続を行なった場合

(2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社がその旨を契約者，発電契約者，発電者または該当する者に警告しても改めない場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　46（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　47（託送供給等にともなう技術要件等）によって必要となる措置を講じられない場合

(3) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，43（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への変更に応じていただけないときには，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを利用される場合，臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを利用される場合または予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを利用される場合

ロ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

ハ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

(4) 発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

(5) (1)から(4)によって託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者および需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，当社は，必要に応じて，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器を封印いたします。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等によ

り需要者または発電者にお知らせすることがあります。

49　託送供給等の停止の解除

48（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者および需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

50　託送供給等の停止期間中の料金

48（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは系統連系受電サービスを利用されない場合の月額料金を34（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

51　違　約　金

(1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　48（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合

(2) (1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

(3) 不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

52　損害賠償の免責

(1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(2) 40（受電および供給の中止）によって発電契約者からの受電，契約者への供給もしくは需要抑制契約者からの受電を中止した場合，41（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電を調整し，もしくは中止した場合，41（給電指令の実施等）によって需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または41（給電指令の実施等）によって振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(3) 48（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または58（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(4) 48（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または58（解約等）によって契約者，発電契約者もしくは需要抑制契約者が58（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者，需要者もしくは需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者，需要者もしくは需要

者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(5) その他当社の責めとならない理由により事故が生じた場合は，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

53 設備の賠償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を賠償していただきます。

(1) 修理可能の場合

修理費

(2) 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

54　契約の変更

(1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生ずる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

(2) 契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。

ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。

イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

(ｲ) 当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。

(ﾛ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

(3) 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契

約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

(4) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

55　名義の変更

営業譲渡，合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者

または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を希望される場合で，当社が承諾したときには，名義変更の手続きをいたします。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社に文書（当社所定の様式によっていただきます。）により申し出ていただきます。

56　契約の廃止

(1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとする場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとする場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとする場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとする場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に文書（当社所定の様式によっていただきます。）により申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者，発電契約者または需要抑制契約者から通知された廃止期日に接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

(2) 当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。

(3) 接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，58（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(4) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

(5) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

57 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

(1) 次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ 接続供給の場合

(イ) 低圧で供給する場合

a 契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接

続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，79（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送

電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，79（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，79（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，79（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ﾊ) 20（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める供給地点（20〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力分以外の供給分について，20〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて値を定める供給地点を含みます。）について，需要場所において使用される受電設備等を新たに設定し，または需要場所において使用される受電設備の総容量等を増加された後１年に満たないで接続供給契約を廃止し，または20（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)ｃにより接続送電サービス契約電力を減少される場合の料金および工事費の精算は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送

電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，20（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ﾛ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上となる場合は，１年以上利用される契約電力等に見合う部分の料金および工事費については，(1)にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上とならないことが明らかになった場合には，(1)に準じて料金および工事費の精算を行ないます。

(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)および(2)にかかわらず精算いたしません。

58 解　約　等

(1) 当社は，次の場合には，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　48（託送供給等の停止）によって接続供給もしくは振替供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(ｲ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾛ) 発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。

(ﾊ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電

契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾆ) 料金以外の債務を支払われない場合

(ﾎ) 当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，43（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への変更に応じていただけないとき。

(ｲ) ８（契約の要件）を欠くに至った場合

(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

(ﾄ) その他この約款に反した場合

(2) 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明

らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給または需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給または需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約または需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(3) 発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

(4) 発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。

なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(5) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点

の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

59　契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電および供給の方法ならびに工事

60　受電地点，供給地点および施設

(1) 受電地点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の発電設備等が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(ｲ) 山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ﾛ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ﾊ) １建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ﾆ) 62（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合

(ﾎ) 地中引込線によって電気を受電する場合で当社の接続装置を発電者の構内に施設できないとき。

(ﾍ) その他特別の事情がある場合

(2) 供給地点

イ　接続供給の場合

(ｲ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ﾛ) 供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　62（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合

e　地中引込線によって電気を供給する場合で当社の接続装置を需要者の構内に施設できないとき。

f　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

(3) 受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備

は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に施設する引込線，変圧器，接続装置等の供給設備の施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(4) 付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

(5) 特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数発電場所または複数需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

61　架空引込線

(1) 当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

(2) 引込線取付点は，当社の電線路の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

(3) 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

(4) 引込線を取り付けるための発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

(5) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，また

は撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

62　地中引込線

(1) 架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者または需要者が発電場所内または需要場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社が接続装置を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(2) (1)により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は，当社の電線路の最も適当な支持物または分岐点から最短距離の場所にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の

負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

(3) 地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，付帯設備とは，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設されるハンドホール

ハ　発電者または需要者の建物の改修を必要とする設備および発電者または需要者の工事と同時またはそれ以前に施設しなければならない設備

ニ　その他イ，ロまたはハに準ずる設備

(4) 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続

を行ないます。この場合，当社は，70（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)もしくは(4)の工事費負担金または74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

63　連接引込線等

(1) 当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

(2) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施

設いたします。

64　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。

65　引込線の接続

当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

66　計量器等の取付け

(1) 料金の算定上必要な計量器（電力量計，無効電力量計等をいいます。），その付属装置（計量器箱，変成器，変成器箱，変成器の２次配線，自動検針用通信端末装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，

かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要するものについては，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は71（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

(2) 計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ鍵を預けていただく等当社が建物に立ち入るために必要な協力を行なっていただきます。

(3) 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

(4) 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

(5) 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区

分装置の取付位置を変更する場合またはこれに準ずる工事をする場合は，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

(6) 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

(7) 系統運用上必要な受電地点の情報を伝送する装置等（当社所定の仕様によっていただきます。）は，発電契約者の負担により，原則として当社で施設いたします。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な装置として施設する場合は，当社の負担により，当社で施設いたします。

なお，系統運用上必要な受電地点の情報を伝送する装置等の施設場所については，発電者から無償で提供していただきます。

また，発電契約者の希望によって，通信設備等の施設場所を変更する場合またはこれに準ずる工事をする場合は，当社は，実費を発電契約者から申し受けます。

(8) 系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

67 専用供給設備

(1) 当社は，次の場合には，70（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)もしくは(4)の工事費負担金または74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けて契約者または発電契約者の専用設備として受電地点（会社間連系点を除きます。）への供給設備または供給地点（会社間連系点を除きます。）への供給設備を施設いたします。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，一般の需要への供給および他の発電者からの受電等に支障がないと認められる場合

ロ　47（託送供給等にともなう技術要件等）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所もしくは需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

(2) (1)の専用供給設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までの電線路を含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電圧の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

なお，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(3) 当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

68　電流制限器の取付け

(1) 需要場所の電流制限器は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(2) 電流制限器の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。

(3) 契約者の希望によって電流制限器の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を申し受けます。

Ⅷ　工事費の負担

69　工事費の負担方法

(1) 発電契約者が新たに発電量調整供給を希望され，または契約受電電力もしくは予備送電サービス契約電力を増加され，これにともない，当社が新たに受電地点への供給設備を施設する場合（使用開始後３年以内の特別高圧の供給設備を受電側接続設備として利用する場合を含みます。）または発電契約者の希望によって受電地点への供給設備を変更する場合は，70（受電地点への供給設備の工事費負担金）によって工事費負担金を申し受けます。

(2) 契約者が新たに接続供給を希望され，または接続送電サービス契約電力等もしくは予備送電サービス契約電力を増加され，これにともない，当社が新たに供給地点への供給設備を施設する場合（特別高圧で供給する場合で，使用開始後３年以内の供給側接続設備を利用するときを含みます。）または契約者の希望によって供給地点への供給設備を変更する場合は，(3)の場合を除き，73（一般供給設備の工事費負担金），74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）または75（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）によって工事費負担金を申し受けます。

(3) 接続供給の場合で，供給設備を利用期間が１年未満として施設する場合は，79（臨時工事費）によって臨時工事費を申し受けます。

(4) 次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，それぞれ次の意味で使用いたします。

イ　受電側接続設備

当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備〔ループ状に施設された基幹的な送電設備その他の特定の電源に係る送電を目的としない特別高圧の送電設備をいいます。〕から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る供給設備をいいます。

ロ　供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路〔発電所相互間，変電所相互間または発電所と変電所との間を連絡する電線路をいいます。〕から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る供給設備をいいます。

ハ　受電地点

会社間連系点以外の受電地点をいいます。

ニ　供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

ホ　工事こう長

別冊に定める標準設計基準による設計（以下「標準設計」といいま

す。）にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(5) Ⅷ（工事費の負担）の各項において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(6) 低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

イ　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

ロ　契約電力

ハ　契約電流

ニ　契約容量

なお，20（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

(7) 高圧で供給する場合で，20（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定めるとき（20〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕

により生じた不足電力分以外の供給分について20〔接続送電サービス〕(2)イに準じて値を定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所において使用される受電設備の総容量を増加される場合といたします。

70　受電地点への供給設備の工事費負担金

(1) 受電側接続設備の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を希望され，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない，受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を新たに施設するときは，当社は，標準設計で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を希望され，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない，当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(ｲ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合

c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合

d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合

また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ) 67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額

ただし，託送供給等約款（2015年12月18日付け20150731資第53号認可。）69（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ) ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生ずるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力１キロワットにつき	3,850円00銭

ロ　受電地点において22（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない，当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，受電側接続設備に該当する範囲といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　受電地点における契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，65（引込線の接続）または66（計量器等の取付け）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　47（託送供給等にともなう技術要件等）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を希望され，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，当社は，(2)イ(ｲ)，(ﾛ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(5) 工事費の算定

(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費〔残地補償費は，明確に区分されているものに限ります。〕，建設分担関連費〔電気事業会計規則で定める固定資産に振り替えられるものに限ります。〕およびその他の費用をいいます。）の合計額（撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費〔諸掛りを含みます。〕を加えた金額といたします。）といたします。

なお，次のものについては，工事費に計上いたしません。

(ｲ) 土地費（電気事業会計規則で定める固定資産土地として計上される金額をいいます。）

(ﾛ) 架空電線路の経過地に地役権を設定する場合は，その対価の50パーセントに相当する金額および登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用

(ﾊ) 架空電線路の経過地に構造物の建築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額

ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，

管路孔数等に応じて次の算式により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数}-\text{予備孔数}}$$

ニ　使用開始後３年以内の特別高圧の供給設備を受電側接続設備として利用する場合は，新たに利用する部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　(2)イ(ﾊ)の場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たり

の金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，かつ，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

(7) 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

71　受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を希望され，または契約受電電力を増加される場合等で，これにともない，新たに受電用の計量器，その付属装置

および区分装置を利用されるときは，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

72　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を希望され，または契約受電電力等を増加され，これにともない，会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設する場合は，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

73　一般供給設備の工事費負担金

(1) 低圧または高圧で供給する場合

イ　契約者が新たに接続供給を希望され，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない，新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が無償こう長（架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルといたします。）をこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに申し受けます。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,410円00銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	27,500円00銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

ロ　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

(ｲ) ２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，イの無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

(ﾛ) ２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

ハ　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合

のイの超過こう長は，次により算定いたします。

(ｲ) 地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

(ﾛ) 架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長} \right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

(2) 特別高圧で供給する場合

イ　契約者が新たに接続供給を希望され，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない，新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）について(ｲ)により算定される工事費が(ﾛ)の当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに申し受けます。

(ｲ) 工 事 費

a　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100ﾒｰﾄﾙ当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄまたは30,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	363円00銭
	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	165円00銭
	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	88円00銭

b　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100ﾒｰﾄﾙ当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄまたは30,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	638円00銭
	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	451円00銭
	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	242円00銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

c　スポットネットワーク方式により供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，ｂにかかわらず，次の算式により算定いたします。

$$\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$$

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

bの工事費単価×｛100ﾊﾟｰｾﾝﾄ＋20ﾊﾟｰｾﾝﾄ×（利用回線数－１）｝

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として３回線の当社の電線路から，契約者がそれぞれの回線ごとに施設した変圧器の２次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

(ﾛ) 当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	5,500円00銭

ロ　契約者が新たに接続供給を希望され，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用する部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

(3) 20（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この73（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

74　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

(1) 契約者が新たに接続供給を希望され，または接続供給契約を変更される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前

から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない，当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

イ　契約者の希望によって，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

(ｲ) 供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

(ﾛ) 標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合

(ﾊ) その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合

また，この場合も，73（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

ロ　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，(ｲ)または(ﾛ)の金額

(ｲ) 標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，73（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ) 供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，(ｲ)にかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引

いた金額

ハ　67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(2) 20（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために20（接続送電サービス）を利用される場合，または供給地点において22（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない，当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，供給側接続設備に該当する範囲といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

75　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

(1) 供給地点における接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで契約者の希望によって当該供給地点への供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，65（引込線の接続），66（計量器等の取付け）または68（電流制限器の取付け）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(2) 47（託送供給等にともなう技術要件等）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

76　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定

74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および75（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）の場合の工事費は，次により算定いたします。

(1) 工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費〔残地補償費は，明確に区分されているものに限ります。〕，建設分担関連費〔電気事業会計規則で定める固定資産に振り替えられるものに限ります。〕およびその他の費用をいいます。）の合計額（撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費〔諸掛りを含みます。〕を加えた金額といたします。）といたします。ただし，契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，79（臨時工事費）に準じて算定いたします。

なお，次のものについては，工事費に計上いたしません。

イ　土地費（電気事業会計規則で定める固定資産土地として計上される金額をいいます。）

ロ　架空電線路の経過地に地役権を設定する場合は，その対価の50パーセントに相当する金額および登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用

ハ　架空電線路の経過地に構造物の建築，竹木の植栽等電線路に支障を及

ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額

(2) 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，(1)に準じて算定いたします。

(3) 低圧で供給する場合で，74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）(1)イまたはロ(イ)に該当し，かつ，その工事費を73（一般供給設備の工事費負担金）(1)イに定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，(1)および(2)にかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも73（一般供給設備の工事費負担金）(1)イにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

(4) 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次の算式により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

イ　鉄塔を利用して供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

ロ　管路等を利用して供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数}-\text{予備孔数}}$$

(5) 特別高圧で供給する場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用する部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ)に準じて算定いたします。

(6) 74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）(2)の場合の工事費は，次によります。

イ　高圧で供給する場合

73（一般供給設備の工事費負担金）(1)イに定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費を73（一般供給設備の工事費負担金）(1)イにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ロ　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，(1)にかかわらず，73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ)およびロによって算定いたします。

なお，22（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，一般

供給設備と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ)の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

(7) 低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（(3)および(6)イの場合を除きます。）は，(1)または(2)にかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(8) 特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，73（一般供給設備の工事費負担金）または74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の場合に準じて算定いたします。

77 工事費負担金の申受けおよび精算

(1) 当社は，工事費負担金を託送供給または発電量調整供給の準備着手前に申し受けます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合は，工事費負担金を託送供給または発電量調整供給の準備着手後に申し受けることがあります。この場合，原則として，託送供給または発電量調整供給の開始日までに申し受けます。

なお，９（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を

申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

(2) 工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　73（一般供給設備の工事費負担金）(1)または(2)イ(ｲ)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

(ﾛ) その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　70（受電地点への供給設備の工事費負担金），71（受電用計量器等の工事費負担金），72（会社間連系設備の工事費負担金），74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）（73〔一般供給設備の工事費負担金〕(1)イまたは(2)イ(ｲ)にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および75（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ﾛ) 特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

(3) 当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給し，かつ，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，当該受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

(4) 当社は，70（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

(5) 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

(6) 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される73（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（80〔工事費負担金契約等の締結〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

78　託送供給等の開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

(1) 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

当社が供給に必要な設備（計量器等を含みます。）の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって接続供給または振替供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，

資材調達等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

当社が受電に必要な設備（計量器等を含みます。）の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合には，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，資材調達等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

79 臨時工事費

(1) 21（臨時接続送電サービス）によって当社が供給する場合で，需要者または発電者の電気設備を当社の供給設備と接続するにあたり，供給設備を利用期間が１年未満として施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として契約者から申し受けます。この場合は，73（一般供給設備の工事費負担金），74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および75（供給地点への供

給設備を変更する場合の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

(2) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(3) 臨時工事費の精算は，77（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。

80　工事費負担金契約等の締結

当社は，契約者または発電契約者との間で，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，託送供給または発電量調整供給の準備着手前に，工事費負担金または臨時工事費に関する必要な事項について，契約書（当社所定の様式によっていただきます。）を作成し，工事費負担金または臨時工事費に関する契約を結びます。

Ⅸ 保　　安

81　保安の責任

当社は，受電地点および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

82　保安等に対する発電者および需要者の協力等

(1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

(2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。

(3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合は，あらかじめその内容を当社に通知していただきます。また，物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合に

は，すみやかにその内容を当社に通知していただきます。これらの場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(4) 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者または需要者と協議を行ないます。

(5) 電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とされる電気については，保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を発電者または需要者に講じていただきます。

83 調　　査

(1) 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(2) 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点検

(3) 当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

84　調査等の委託

(1) 当社は，83（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

(2) 当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

85　調査に対する需要者の協力

(1) 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

(2) 当社は，83（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

86　検査または工事の受託

(1) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

(2) (1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

(3) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

(4) (3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたし

ます。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

87　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

(1) 83（調査）

(2) 84（調査等の委託）

(3) 85（調査に対する需要者の協力）

(4) 86（検査または工事の受託）

附　　則

附　　則

１　この約款の実施期日

この約款は，2024年４月１日から実施いたします。

２　標準周波数についての特別措置

この約款実施の際現に次の区域内で標準周波数50ヘルツで電気を供給している区域については，当分の間，標準周波数50ヘルツで供給いたします。

長野県の一部

３　受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則の規定にかかわらず標準電圧10,000ボルト，40,000ボルトまたは60,000ボルトで受電または供給することがあります。この場合において，供給条件は，10,000ボルトまたは40,000ボルトで受電または供給するときには標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルトで受電または供給する場合に，また，60,000ボルトで受電または供給するときには標準電圧70,000ボルトで受電または供給する場合に準ずるものといたします。

４　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1) 適用範囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る

電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(ｲ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

(ﾛ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2) 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等

における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，20（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c，(ﾊ) c，(ﾆ) c，(ﾎ) c，(ﾍ) c，(ﾄ) c，ロ(ｲ) c，(ﾛ) c，(ﾊ) c，ハ(ｲ) c，(ﾛ) c もしくは(ﾊ) c，または，21（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c，(ﾆ) c，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，20（接続送電サービス）(5)ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(ｲ) 接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力＝揚水最大電力等×揚水等損失率＋その他最大電力等

(ﾛ) 接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりとい

たします。

接続供給課金対象電力量＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率＋その他接続供給電力量

ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年間を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ の 他

(ｲ) 20（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ﾛ) 21（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，21（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サ

ービスを適用いたします。

(ハ) 21（臨時接続送電サービス）(3)イ(ハ) a に該当する場合は，21（臨時接続送電サービス）(3)イ(ニ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3) 電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，32（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，32（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契

約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，32（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

(4) 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，66（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気，揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，31（計量）および附則６（受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

５　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

(1) 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

(2) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，54（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。

(4) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再

生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

(5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）(3)イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，19（料金）(2)にかかわらず，19（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，24（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわら

ず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，24（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

この場合，24（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ24（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ24（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，27（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，27（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定さ

れる金額といたします。ただし，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合，27（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ27（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計

画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 30（料金の算定期間）

(ﾛ) 34（料金の算定）

(ﾊ) 35（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 36（料金その他の支払方法）

(ﾎ) 37（保証金）

(ﾍ) 51（違約金）

(ﾄ) 58（解約等）

ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進

機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，19（料金）(2)にかかわらず，19（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 30（料金の算定期間）

(ﾛ) 34（料金の算定）

(ﾊ) 35（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 36（料金その他の支払方法）

(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(ｲ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　契約および発電量調整供給の単位

当社は，15（契約および託送供給等の単位）(3)にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，

１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は，31（計量）(1)および32（電力および電力量の算定）(28)イにかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　39（託送供給等の実施）(3)ホは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該

バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，39（託送供給等の実施）(3)ホに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

(9) その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。

６　受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

受電地点の電力量および最大連系電力等ならびに供給地点の電力量および最大需要電力等は，31（計量）の規定にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，受電地点の電力量もしくは最大連系電力等または供給地点の電力量

もしくは最大需要電力等は，計量された受電地点の電力量もしくは最大連系電力等または供給地点の電力量もしくは最大需要電力等を受電電圧または供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1) 低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金に変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，20（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)もしくは(ﾊ)または21（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービ

ス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金に変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じてえた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金に変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が20（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，20（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって接続送電サービス契約電力を定めることがあります。

(2) 発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

８　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

(1)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，32（電力および電力量の算定）⑱イおよび⑲イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，32（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

(2)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，32（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

９　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，40（受電および供給の中止）または41（給電指令の実施等）によって発電者の発電を調整し，もしくは中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，52（損害賠償の免責）(2)にかかわらず，発

電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

(1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適用範囲

契約者が次の時間帯に，20（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(ｲ) 軽負荷期（４月１日から５月31日までの期間および10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間（ただし，10月１日から11月30日までの期間における平日の該当する時間を除きます。）

(ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，20（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお，20（接続送電サービス）(2)ニの不足電力分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から20（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，20（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，20（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。

ホ　そ の 他

(ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

(2) １年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　20（接続送電サービス）(5)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における平日および土曜日の午前８時から午後４時までの時間（ただし，10月１日から11月30日までの期間における平日の該当する時間を除きます。）および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における平日および土曜日の午前８時から午後４時までの時間〔ただし，10月１日から11月30日までの期間における平日の該当する時間を除きます。〕および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，20（接続送電サービス）(5)にかかわらず，20（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，20（接続送電サービス）(5)イに準じて算定された金額といたします。この場合，20（接続送電サービス）(5)イにいうロのピークシフト電力は，（ﾛ）のピークシフト電力といた

します。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが20（接続送電サービス）(5)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（20〔接続送電サービス〕(5)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ﾆ) この特別措置の適用にともない，20（接続送電サービス）(5)ハに該当する場合であっても，20（接続送電サービス）(5)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要

電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，20（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，20（接続送電サービス）(5)イに準じて算定された金額といたします。この場合，20（接続送電サービス）(5)イにいうロのピークシフト電力は，（ﾛ）のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用した

ピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ　附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロまたはイ(ﾛ)もしくはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

11　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

12　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内

において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

(1) 代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複

数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，その他の取扱いは，次のとおりといたします。

(ｲ) この約款に係る当社との協議事項についての一切の権限を他のすべての契約者から委任され，かつ，当社とのすべての協議に責任をもって応じることができる１契約者を代表契約者として，あらかじめ定めていただきます。この場合，代表契約者に対する他のすべての契約者の委任状（当社所定の様式によっていただきます。）を当社に提出していただきます。当社は，この約款およびその他接続供給の実施に係る契約者との協議を代表契約者と行ないます。

(ﾛ) 契約者の行なう契約の申込み，その他接続供給の実施に係る当社との手続きおよびこの約款に定める金銭債務の支払い手続きは，原則として(ｲ)に定める代表契約者により行なっていただきます。また，当社の行なう契約者への通知，保証金の返還等は，原則として(ｲ)に定める代表契約者に対し行ないます。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イ(ｲ)によって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イ(ｲ)によって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

(2) 契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の

要件）(5)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

(ｲ) 需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ﾛ) 需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3) 契約および託送供給等の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款

で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（32〔電力および電力量の算定〕⑭イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

(4) 料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，24（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，42(受電および供給の中止ま

たは給電指令の実施にともなう金銭決済)(2)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める

発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，25（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画

差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，26（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその

１月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおい

て，給電指令時補給電力の算定上，27（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

(ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契

約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものとい

たします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

(5) 電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，32（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，32（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合は，その合計値といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，32（電力および電力量の算定）(11)にかかわら

ず，ニの接続対象計画電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，32（電力および電力量の算定）⑿にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合は，その合計値といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，32（電力および電力量の算定）⒂にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，32（電力および電力量の算定）⒃にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラ

イン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，32（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔契約および託送供給等の単位〕(3)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，32（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(ｲ) 30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c　41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　41（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引

いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引

いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

d　当社または配電事業者が41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給

に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

e 当社または配電事業者が41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引

いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量

を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，32（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは41（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業

者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

$$\begin{array}{l}\text{発電量調整受電計画差}\\ \text{対応余剰電力量}\end{array} = \begin{array}{l}\text{発電量調整}\\ \text{受電電力量}\end{array} - \begin{array}{l}\text{発電量調整}\\ \text{受電計画電力量}\end{array}$$

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，32（電力および電力量の算定）⑽にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，32（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，32（電力および電力量の算定）⑵1にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，32（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，32（電力および電力量の算定）⑵2にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，(ｲ)または(ﾛ)によって算定された値の合計値といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差

対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合で，32（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

(ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として32（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときは，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}(33〔\text{損失率}〕\text{に定める損失率といたします。})} - \text{ベースライン}$$

(ﾛ) (ｲ)以外の場合は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} - \text{需要抑制量調整受電電力量}$$

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，32（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配

電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の算式により算定された値の合計値といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合で，32（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

$$\begin{array}{l}\text{需要抑制量調整受電}\\\text{計画差対応余剰電力量}\end{array} = \begin{array}{l}\text{需要抑制量調整}\\\text{受電電力量}\end{array} - \begin{array}{l}\text{需要抑制量調整}\\\text{受電計画電力量}\end{array}$$

(6) 託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7) 解 約 等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，43（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への変更に応じていただけないときには，58（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)または(2)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(3)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(5)ロ，ハ，ニ，ホもしくはヘまたは(2)を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配

電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要とな

るその他の供給条件は次のとおりといたします。

(ｲ) 発電量調整供給に係る料金は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，19（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ﾛ) インバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 当社は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電

力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ニ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

13　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

(1) 当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(7)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2) 当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(7)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制

時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

(3) 当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(7)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

14　系統連系受電サービス等についての特別措置

(1) 発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，23（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに44（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。

なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，23（系統連系受電サービス）(2)ロおよび44（契約超過

金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。

また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，23（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，１月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。

イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(ｲ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ﾛ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ﾊ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の

特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

ロ　イ(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。

当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(2) (1)の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。

なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。

また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(3) 発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。

23（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および44（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10以上のとき，または高

圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。

(ｲ) 23（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

(ﾛ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。

ａ　44（契約超過金）(2)イ(ｲ)またはロ(ｲ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

ｂ　44（契約超過金）(2)イ(ﾛ)またはロ(ﾛ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。

(4) 契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適用範囲

原則として，2024年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。

ロ　系統連系受電サービス料金等

23（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および44（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。

(ｲ) 系統連系受電課金対象電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零

を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(ﾛ) 発電量調整受電電力量

a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，32（電力および電力量の算定）㉘イただし書または附則５(発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕)(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。

b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，32（電力および電力量の算定）㉘イただし書または附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設

備〕）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。

なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。

(ハ) 契約超過受電電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

(5) 揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，23（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。

イ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合

23（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および44（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。

ロ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合

発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，23（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。

(6) 発電設備等に係る供給地点において最終保障供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。

イ　19（料金）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。

ロ　23（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または44（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力とみなします。

ハ　42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(3)において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。

ニ　56（契約の廃止）(4)または58（解約等）(5)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。

(7) 2024年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。

イ　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

都道府県	市町村
愛知県	豊橋市，一宮市，瀬戸市，半田市，春日井市，豊川市，津島市，刈谷市，安城市，西尾市，蒲郡市，犬山市，常滑市，江南市，小牧市，稲沢市，東海市，大府市，知立市，尾張旭市，高浜市，岩倉市，豊明市，日進市，田原市，愛西市，清須市，北名古屋市，弥富市，みよし市，あま市，長久手市，東郷町，豊山町，大口町，扶桑町，大治町，蟹江町，飛島村，阿久比町，東浦町，南知多町，美浜町，幸田町
静岡県	静岡市，浜松市，富士市，磐田市，焼津市，掛川市，藤枝市，袋井市，湖西市，御前崎市，菊川市，牧之原市，吉田町
三重県	四日市市，伊勢市，桑名市，鈴鹿市，亀山市，いなべ市，木曽岬町，東員町，朝日町，玉城町
岐阜県	岐阜市，多治見市，羽島市，土岐市，各務原市，瑞穂市，岐南町，笠松町，輪之内町，安八町，北方町，坂祝町，富加町
長野県	岡谷市，諏訪市，中野市，千曲市，南箕輪村，坂城町

ロ　受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価

23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引

単価といたします。

ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

15　2025年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置

この約款実施の日から2025年３月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(5)または(6)にかかわらず，次のとおりといたします。

(1) 当社は，接続供給において，40（受電および供給の中止）または41（給電指令の実施等）(2)もしくは(3)によって，契約者への供給を中止し，または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

(ｲ) 割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定された所定の１月の金額といたします。

(ﾛ) 割 引 率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のとき，または特別高圧で供給する場合

(ｲ) 割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定された所定の１月の金額といたします。

(ﾛ) 割 引 率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　式）

ａ　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H’＝ 修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H ＝ 制限時間

D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

ｄ ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

ｂ　接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

Ａ ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定された推定接続供給電力量といたします。）

Ｂ ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(2) (1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，料金算定期間の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

(3) 22（予備送電サービス）に対する利用の制限または中止についても(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

16　料金についての切替措置

2024年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，34（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。

なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における2024年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

別　　表

別　　表

１　契約設備電力の算定

(1) 契約設備電力は，原則として，電流を制限する機能を有する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

イ　電流を制限する機能を有する計量器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{制限される電流（アンペア）} \times 100\text{ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{電流制限器の定格電流（アンペア）} \times 100\text{ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ハ　主開閉器による場合

別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(2) (1)によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

２　系統設備効率化割引の対象変電所等

(1) 系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割引区分	割引対象変電所等
Ａ－１	犬山変電所（275キロボルトと77キロボルトを連系する設備），牛島町変電所（275キロボルトと77キロボルトを連系する設備，275キロボルトと33キロボルトを連系する設備），新信濃変電所，関開閉所，中信変電所（275キロボルトと77キロボルトを連系する設備），中濃変電所，東清水変電所，東山梨変電所（東京電力パワーグリッド株式会社の供給区域），北部変電所
Ａ－２	愛知変電所，安倍変電所（275キロボルトと77キロボルトを連系する設備），岐阜開閉所，岐北開閉所，新富山変電所（北陸電力送配電株式会社の供給区域），駿河変電所，高根第一水力開閉所，豊根開閉所，飛騨変換所，馬瀬川第一水力開閉所，南京都変電所（関西電力送配電株式会社の供給区域），名城変電所
Ａ－３	海部開閉所，犬山変電所（275キロボルトと154キロボルトを連系する設備），梅森開閉所，亀山変電所，北豊田変電所，静岡変電所，鈴鹿開閉所，駿遠変電所，西濃変電所，西部変電所，瀬戸変電所（瀬戸市），電源名古屋変電所，東栄変電所，東部変電所，南信変電所，西尾張変電所，西名古屋変電所（275キロボルトと154キロボルトを連系する設備），東豊田変電所，三重開閉所，南福光連系所
Ｂ－１	苅生変電所，安倍変電所（77キロボルトと6.6キロボルトを連系する設備），安西変電所，安東変電所，池下変電所，稲葉地変電所，庵原変電所，上地変電所，牛島町変電所（33キロボルトと6.6キロボルトを連系する設備），牛山変電所，内牧変電所，江尻変電所，大井町変電所，大須変電所，大手変電所，興津変電所，水主町変電所，春日井変電所，烏森変電所，金山変電所（33キロボルトと6.6キロボルトを連系する設備），観山変電所，菊井変電所，吉根変電所，桑名変電所，高蔵寺変電所，御器所変電所，児玉町変電所，小山変電所，栄変電所，笹島変電所，三の丸変電所，甚目寺変電所，城北変電所，白鳥変電所，新川変電所，砂田橋変電所，清田変電所，袖師変電所，台町変電所，千早変電所，中央町変電所，長者町変電所，築地変電所，伝馬町新田変電所，戸崎変電所，中村変電所，長良町変電所，西大谷変電所，錦橋変電所，西島変電所，西原変電所，西脇変電

Ｂ－１	所，布池変電所，能部変電所，萩野変電所，播磨変電所，東青島変電所，東新道変電所，久屋変電所，広小路変電所，枇杷島変電所，富士川変電所，二ツ橋変電所，本通変電所，松原町変電所，馬渕変電所，南大津変電所，南武平町変電所（33キロボルトと6.6キロボルトを連系する設備），三谷変電所，宮口変電所，六ツ美変電所，用宗変電所，諸輪変電所，焼津変電所，山口町変電所，六郷変電所，六句変電所，若草変電所，和合変電所
Ｂ－２	葵町変電所，暁変電所，赤堀変電所，浅草変電所，旭山変電所，東田変電所，厚見変電所，荒尾変電所，有松変電所，飯山変電所，池見変電所，猪高変電所，一社変電所，一本松変電所，出川変電所，糸貫変電所，稲永変電所，猪子石変電所，今市場変電所，今川変電所，岩倉変電所，印場変電所，上田変電所，扇沢変電所，大草変電所，大鹿変電所，大島変電所，太田変電所，大高変電所，大野木変電所，大浜変電所，大原変電所，大平変電所，大府変電所，大間見変電所，大脇変電所，岡町変電所，沖之島変電所，荻町変電所，小熊野変電所，尾崎変電所，長地変電所，小幡変電所，小柳津変電所，開明変電所，神屋変電所，笠寺変電所，笠松変電所，和会変電所，霞変電所，霞沢変電所，形原変電所，蟹江変電所，蟹甲変電所，加納変電所，加納栄変電所，蒲郡変電所，上境変電所，上末変電所，上諏訪変電所，上千田変電所，上山田変電所，鴨江変電所，鴨田変電所，神守変電所，軽井沢変電所，木曽駒変電所，北刈谷変電所，北崎変電所，北条変電所，北新田変電所，北町変電所，衣浦変電所，共和変電所，清洲変電所，日下部変電所，草薙変電所，楠町変電所，沓野変電所，黒石変電所，桑原変電所，外宮前変電所，康生変電所，神戸町変電所，鴻ノ巣変電所，国府宮変電所，五和変電所，小川変電所，小木変電所，虎渓変電所，古知野変電所，寿変電所，小牧変電所，駒場変電所（名古屋市），挙母変電所，紺屋田変電所，堺変電所，鷲山変電所，笹部変電所，篠目変電所，三郷変電所，山王変電所，塩江変電所，志賀高原変電所，師勝変電所，蜆塚変電所，地蔵山変電所，島田変電所，清水変電所，下青野変電所，下諏訪変電所，下地変電所，十一屋変電所，昌栄変電所，浄心変電所，上面変電所，白板変電所，白土変電所，城東変電所，新池変電所，新知変電所，新富変電所，振甫変電所，新本町変

Ｂ－２	電所，菅平変電所，須坂変電所，関変電所，関田変電所，蘇原変電所，空見変電所，大喜変電所，大東変電所，鯛取変電所，高丘変電所，高師変電所，高棚変電所，高橋変電所，高松変電所，宝町変電所，竹生変電所，谷川変電所，玉津浦変電所，玉ノ井変電所，垂坂変電所，丹陽変電所，千秋変電所，千種変電所，築港変電所，茅野変電所，中郷変電所，知立変電所，塚原変電所，月丘町変電所，津島変電所，桃花台変電所，陶原変電所，当知変電所，道徳変電所，常磐変電所，殿岡変電所，富田変電所，豊明変電所，豊科変電所，豊田変電所，豊橋変電所，豊山変電所，鳥居松変電所，鳥屋金変電所，那加変電所，仲沖変電所，中軽井沢変電所，中川変電所，中切町変電所，長久手変電所，中御所変電所，長住町変電所，中野変電所，長野変電所，夏秋変電所，七ツ寺変電所，七日町変電所，鳴子変電所，鳴海変電所，西浦変電所，西尾変電所，西小幡変電所，西崎変電所，西城北変電所，西築港変電所，西町変電所，西山変電所，日進変電所，野口変電所，野田変電所，羽衣変電所，八幡変電所，羽津変電所，八帖変電所，馬場変電所，浜松変電所，原島変電所，春日変電所，半田変電所，東上田水力変電所，東境変電所，東長野変電所，東丸之内変電所，東山変電所，菱野変電所，日長変電所，日吉変電所，平針変電所，広畑変電所，福住変電所，福豊変電所，藤山台変電所，扶桑変電所，古川変電所，古宿変電所，古庄変電所，文京変電所，壁田変電所，北竜湖変電所，星崎変電所，上枝変電所，細島変電所，堀田変電所，堀木変電所，母呂後変電所，本地変電所，本庄変電所，正地変電所，又丸変電所，松江変電所，松河戸変電所，松下変電所，大豆島変電所，瑞穂変電所，南刈谷変電所，南桜変電所，南柴田変電所，三保変電所，宮ノ上変電所，向山変電所，宗高変電所，牟呂変電所，名南変電所，毛受変電所，森本変電所，守山変電所，八熊変電所，八事変電所，岩作変電所，弥次ヱ変電所，屋代変電所，弥富変電所，柳町変電所，藪田変電所，矢部変電所，山中町変電所，横内変電所，横須賀変電所，横山水力変電所，依佐美変電所，吉田変電所，六条変電所，六番町変電所，鷲塚変電所，和村変電所

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として2028年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

(2) 系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ (1)の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として2028年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

また，2024年３月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，(1)の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ 2024年４月１日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等の

すべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－１	Ａ－１，Ａ－２，Ａ－３または割引対象外	Ａ－１
Ａ－２	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２，Ａ－３または割引対象外	Ａ－２
Ａ－３	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２	Ａ－２
	Ａ－３または割引対象外	Ａ－３
Ｂ－１	Ｂ－１，Ｂ－２または割引対象外	Ｂ－１
Ｂ－２	Ｂ－１	Ｂ－１
	Ｂ－２または割引対象外	Ｂ－２

３　契約電力および契約容量の算定方法

20（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ) ｂもしくは(ﾊ)または21（臨時接続送電

サービス）(2)イ(イ)ｂ(b)もしくは(ﾛ)ｂの場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

(1) 供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

(2) 供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

４　負荷設備の入力換算容量

(1) 照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×150パーセント	管灯の定格消費電力（ワット）×125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×200パーセント	

ロ　ネオン管灯

２次電圧（ボルト）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

ニ　水 銀 灯

出力（ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60以下	80	170	70
80以下	100	190	90
100以下	150	200	130
125以下	160	290	145
200以下	250	400	230
250以下	300	500	270
300以下	350	550	325
400以下	500	750	435
700以下	800	1,200	735
1,000以下	1,200	1,750	1,005

(2) 誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(ｲ) 出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ) 出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ワット）	換　　算　　容　　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35以下	－	160	出力（ワット）×133.0パーセント
45以下	－	180	
65以下	－	230	
100以下	250	350	
200以下	400	550	
400以下	600	850	
550以下	900	1,200	
750以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

	換算容量（入力〔キロワット〕）
馬力表示のもの	出力（馬　　力）× 93.3パーセント
キロワット表示のもの	出力（キロワット）×125.0パーセント

(3) レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量（入力）（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格１次最大入力（キロボルトアンペア）の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過　30ミリアンペア以下	1.5
		30ミリアンペア超過　50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過　100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過　200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下	7.5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	10
	95キロボルトピーク超過100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	13.5
	100キロボルトピーク超過125キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	9.5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	11
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置		コンデンサ容量0.75マイクロファラッド以下	1
		0.75マイクロファラッド超過 1.5 マイクロファラッド以下	2
		1.5 マイクロファラッド超過 3　マイクロファラッド以下	3

(4) 電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力(キロワット)＝最大定格１次入力(キロボルトアンペア)×70パーセント

ロ　イ以外の場合

入力(キロワット)＝実測した１次入力(キロボルトアンペア)×70パーセント

(5) そ の 他

イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

５　平均力率の算定式

平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントといたします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

なお，有効電力量および無効電力量の計量は，31（計量）の記録型計量器により行ないます。この場合の有効電力量および無効電力量の単位は，それぞれキロワット時，キロバール時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。また，平均力率の算定において，

$\sqrt{(\text{有効電力量})^2+(\text{無効電力量})^2}$ の計算によってえた値については，小数点以下第１位で四捨五入することにより小数点以下の端数を処理するものといたします。

６　契約負荷設備の総容量の算定

(1) 差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(ｲ) 住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

１差込口につき　50ボルトアンペア

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

１差込口につき　100ボルトアンペア

(2) 契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の１回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

7　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

$$\text{発電バランシンググループごとの発電計画} = \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

(2) 接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。ま

た，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変

更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ﾛ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの32（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

$$\text{需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画} = \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

８　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ロ，ニまたはホの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数

で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ワット×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ワット×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ワット×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ワット×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ワット×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ) 前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，66（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4) 発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

９　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需　要
想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="3">―</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

10　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2" rowspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td rowspan="2">―</td><td rowspan="2">―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td colspan="3">計画外作業</td></tr>
<tr><td colspan="2">―</td><td colspan="3">計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。
（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注６）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30分ごとの値</td></tr>
</table>

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1) 誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(ｲ) 単相誘導電動機

電動機定格出力（キロワット）			0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量(ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)	使用電圧100ボルト	60ヘルツ	40	50	75	100
		50ヘルツ	50	75	75	100
	使用電圧200ボルト	60ヘルツ	20	20	30	40
		50ヘルツ	20	20	30	40

(ﾛ) ３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力		1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット		0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロﾌｧﾗｯﾄﾞ）	2極	60ヘルツ	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
		50ヘルツ	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
	4極	60ヘルツ	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
		50ヘルツ	－	－	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
	6極	60ヘルツ	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750
		50ヘルツ	－	－	50	100	100	150	300	300	500	500	700	800	1,200	1,300

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロﾌｧﾗｯﾄﾞ）	60ヘルツ	10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500
	50ヘルツ	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(2) 電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量(ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(3) そ の 他

(1)および(2)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

託 送 供 給 等 約 款 （別冊）

［系統連系技術要件・標準設計基準］

託 送 供 給 等 約 款（別冊）

［系統連系技術要件・標準設計基準］

目　　次

別冊１　系統連系技術要件（低圧） 1
別冊２　系統連系技術要件（高圧） 19
別冊３　系統連系技術要件（特別高圧） 44
別冊４　標準設計基準 78

別冊１　系統連系技術要件（低圧）

別　冊　１

系統連系技術要件（低圧）

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（低圧）は，電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ，電気工作物を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に連系するために必要となる技術要件を定めたものです。

２　適用の範囲

この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

３　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件

４　発電設備等の種類

逆潮流がある場合の発電設備等の連系は，逆変換装置を用いたものに限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系でも，逆変換装置を用いた発電設備等と同等の単独運転検出および解列ができ，かつ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれがない場合は，この限りではありません。

５　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式，単相３線式，三相３線式，三相４線式）と同一としていただきます。

(1) 最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2) 単相３線式の系統に単相２線式200ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電地点のしゃ断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合

６　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

７　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数，運転可能周波数および周波数低下リレーの整定値は，次のとおりとしていただきます。

(1) 60ヘルツの系統に連系する場合

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え60.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。

ハ　周波数低下リレーの整定値

周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT要件）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。

(2) 50ヘルツの系統に連系する場合

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，48.5ヘルツを超え50.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5ヘルツでは10分程度以上，48.0ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備につい

ては，これによらない。

ハ　周波数低下リレーの整定値

周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT要件）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは47.5ヘルツ，それ以外は48.5ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。

８　保護協調と不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の故障時に，故障の除去，故障範囲の局限化，系統運用の安定および公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に故障を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の故障に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統故障時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統の故障時の再閉路時に，発電設備等が当該系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の故障時には，発電設備等は解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

系統故障による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備

等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる次の事故時運転継続要件（以下「FRT要件」といいます。）を満たしていただきます。

発電設備等			電圧低下			周波数変動 （運転継続）
			残電圧20%以上 （運転継続）	残電圧20%未満 （運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52%以上・位相変化41度以下 （運転継続）	60Hz系統 〔50Hz系統〕
単相	太陽光		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕
	風力		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕
	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内※2に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内※2に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕
	ガスエンジン	単機出力2kW未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕
		単機出力2kW以上10kW未満※1				
	複数直流入力システム	太陽光+蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内※2※3に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内※2※3に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕
		燃料電池+蓄電池ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ+蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕

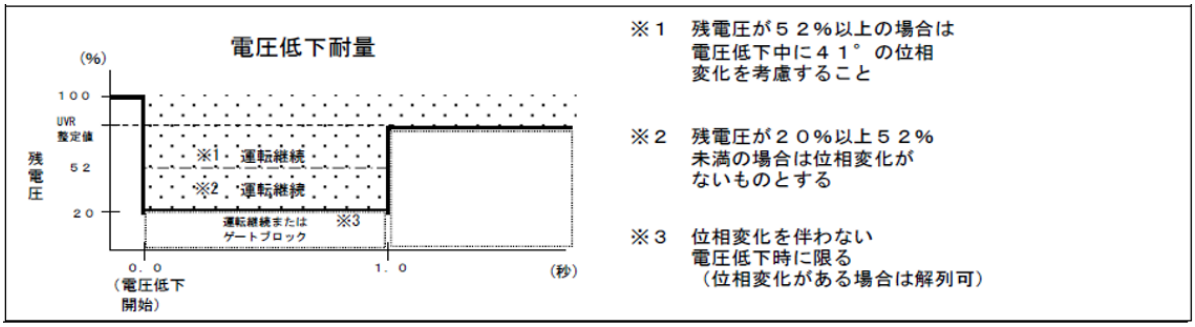
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統〔50Hz系統〕
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕

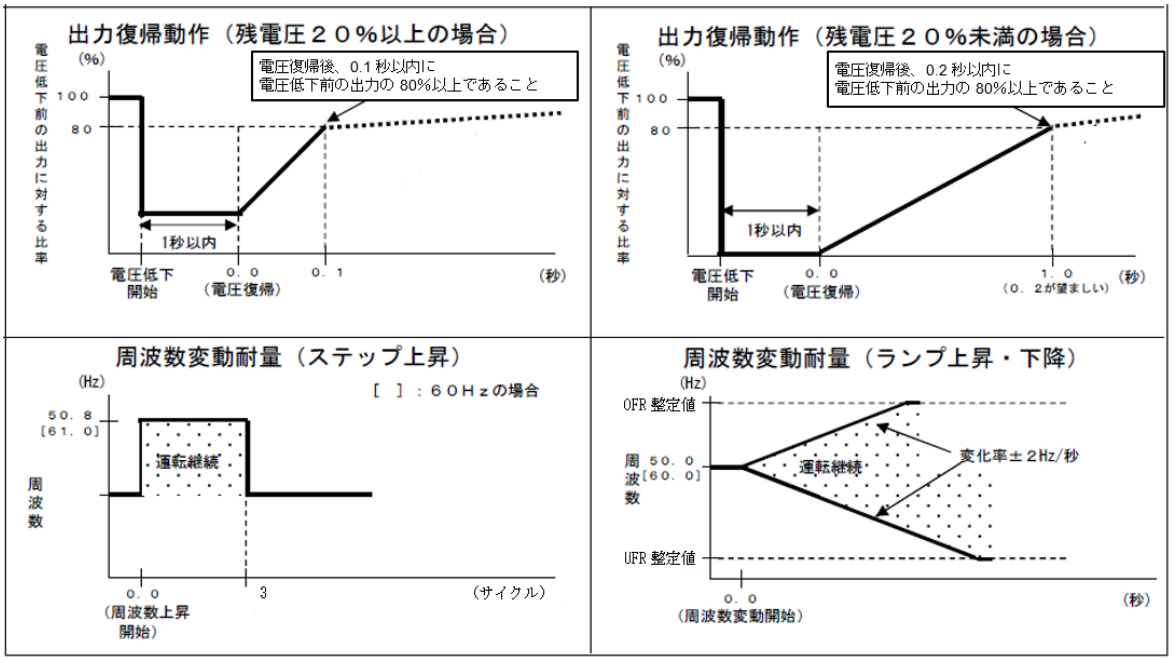
※1 発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く。

※2 RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。

※3 負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。

FRT要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）





９　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡故障対策

連系する系統における短絡故障時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡故障を検出し，発電

設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレーまたは過電流リレーにより，連系する系統の短絡故障が検出できる場合は，これで代用できるものといたします。

ロ　誘導発電機，二次励磁制御巻線形誘導発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡故障時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4) 逆潮流がある場合の単独運転防止対策

系統への逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

なお，単独運転検出機能の整定値は系統連系規程によるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

(5) 逆潮流がない場合の単独運転防止対策

系統への逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーに加えて，逆充電検出機能または逆変換装置を用いた連系の場合の受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

なお，逆変換装置を用いた発電設備等の連系において，その出力容量が契約電力に比べて極めて小さく，受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。また，単独運転検出機能の整定値は系統連系規程によるものといたします。

10 保護リレーの設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

11 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

(1) 過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および三相３線式においては２相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

(2) 不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

(3) 周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，１相に設置すること。

(4) 逆充電検出の場合は，次のとおりといたします。

イ　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間，三相３線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とすることができるものといたします。

ロ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および三相３線式においては２相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

12　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列できる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 機械的な開閉箇所２箇所

(2) 機械的な開閉箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

13　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置

単相３線式の系統に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生ずるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。

14　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

15 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100ボルトで供給する場所については101ボルトの上下６ボルトを超えない値，標準電圧200ボルトで供給する場所については202ボルトの上下20ボルトを超えない値といたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合は，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。

なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策が必要となります。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列等が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値（受電点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕が0.45ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下〕であることといたします。）を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある場合は，静止型無効電力補償装置（以下「SVC」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。ただし，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線による連系といたします。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある場合は，SVC等の設置や配電線の太線化等による系統インピ

ーダンスの低減等の対策を行なうこと。ただし，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線による連系といたします。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は，当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。

なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議といたします。

16　高　調　波

逆変換装置（二次励磁制御巻線形誘導発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を連系する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下かつ各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。

17　短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

18　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

なお，設置する変圧器は直流流出防止専用である必要はなく，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

19　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

(1) 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント単位といたします。）で発電・放電出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

(2) 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的

な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお，停止による対応も可能といたします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

20　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち出力が10キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

21　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講ずること。

(3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必

要な措置を講ずる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。

22　発電機諸元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント 制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラ有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

23 そ の 他

連系する系統によっては，保護リレーの整定値を当社から指定することがあります。

別冊２　系統連系技術要件（高圧）

別　冊　２

系統連系技術要件（高圧）

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（高圧）は，電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ，電気工作物を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に連系するために必要となる技術要件を定めたものです。

２　適用の範囲

この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

３　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件

４　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

５　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

６　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数，運転可能周波数および周波数低下リレーの整定値は，次のとおりとしていただきます。

(1) 60ヘルツの系統に連系する場合

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え60.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。

ハ　周波数低下リレーの整定値

周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件

（FRT要件）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。

(2) 50ヘルツの系統に連系する場合

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，48.5ヘルツを超え50.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5ヘルツでは10分程度以上，48.0ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。

ハ　周波数低下リレーの整定値

周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT要件）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは47.5ヘルツ，それ以外は48.5ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。

7　保護協調と不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の故障時に，故障の除去，故障範囲の局限化，系統運用の安定および公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅲ　需要設備の系統連系技術要

件」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統へ波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の故障に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統故障時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも，発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統の故障時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列していること。

ホ　連系する系統以外の故障時には，発電設備等が解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

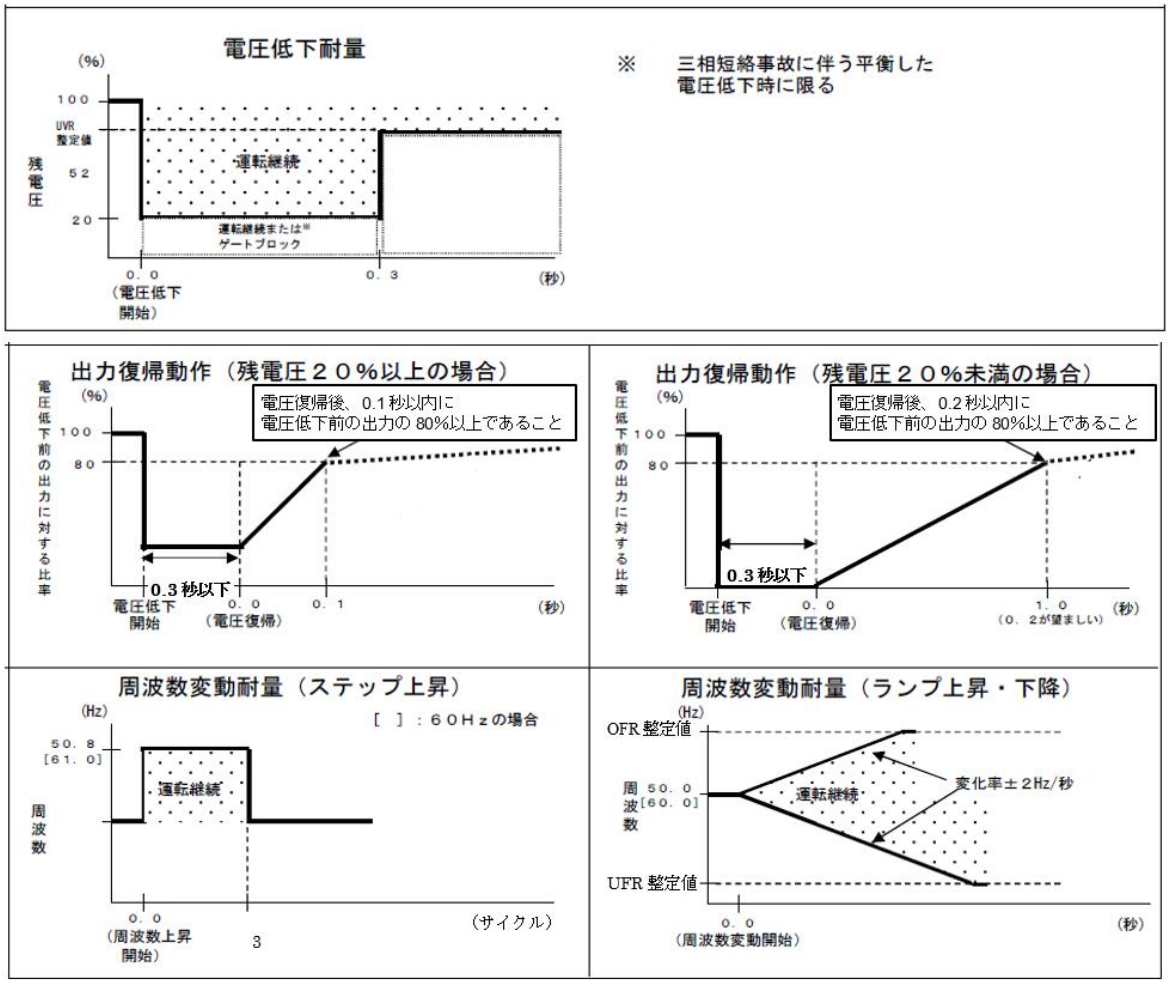
系統故障による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる次の事故時運転継続要件（以下「FRT要件」といいます。）を満たしていただきます。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧20%未満
（運転継続または
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）</td><td>残電圧52%以上・
位相変化41度以下
（運転継続）</td><td>60Hz系統
〔50Hz系統〕</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に
準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に
準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に
準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧0%・継続時間0.15秒と残電圧90%・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し,電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内※2に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内※2に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td>燃料電池※1</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン
（単機出力
35kW以下）</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
</table>

※1 燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く。

※2 RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。

FRT要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



８　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合

は省略できるものといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡故障対策

連系する系統における短絡故障時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡故障を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁制御巻線形誘導発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡故障時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 系統側地絡故障対策

連系する系統における地絡故障時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものといたします。

なお，系統に連系した後に，発電者構内の負荷状況の変更や系統の変更などの状況変化により，次のいずれも満たさなくなった場合は，地絡過電圧リレーを設置していただくことがあります。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡故障が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であっ

て，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さいとき。

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が10キロワット以下のとき。

(4) 逆潮流がある場合の単独運転防止対策

系統への逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，変電所に至る専用供給設備に当該設備のみが連系する場合は，周波数上昇リレーを省略することができるものといたします。

なお，単独運転検出機能の整定値は系統連系規程によるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

(5) 逆潮流がない場合の単独運転防止対策

系統への逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，変電所に至る専用供給設備に当該設備のみが連系する場合で，逆電力リレーまたは不足電力リレーにより単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略できるものとします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電

電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式のそれぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。また，単独運転検出機能の整定値は，系統連系規程によるものといたします。

９　保護リレーの設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

10　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレーは，零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置とすること。

(3) 短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合は，２相設置とすることができるものといたします。

(4) 不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができるものといたします。

(5) 不足電力リレーは，２相設置とすること。

11　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列できる次のいずれかの箇所としていただきます。また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的に

も完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 受電用しゃ断器

(2) 発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

(4) 母線連絡用しゃ断器

12 自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，当該発電設備等が設置される場所の負荷を自動的に制限する対策を行なっていただきます。

13 線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1) 変電所に至る専用供給設備に当該設備のみが連系する場合であって，連系する系統の自動再閉路を必要としないとき。

(2) 転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により発電設備等を解列できる場合

(3) ２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により発電設備等を解列できる場合

(4) 単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により発電設備等を解列できる場合

(5) 逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっているとき。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。

イ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できるものといたします。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できるものといたします。

14　逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電・放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置を設置する等により，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

15　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするととも

に，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

16 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100ボルトで供給する場所については101ボルトの上下６ボルトを超えない値，標準電圧200ボルトで供給する場所については202ボルトの上下20ボルトを超えない値）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがある場合は，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。ただし，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や変電所に至る専用供給設備への連系を行なう等の対策を行ないます。

イ　発電設備等の解列等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に電圧を調整すること。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに，自動同期検定装置を設置すること。

ロ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統電圧が常時電

圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，限流リアクトル等を設置すること。ただし，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ハ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値（受電点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕が0.45ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下〕であることといたします。）を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある場合は、静止型無効電力補償装置（以下「SVC」といい

ます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。ただし，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線による連系といたします。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある場合は，SVC等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。ただし，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線による連系といたします。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合は，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。ただし，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。

なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器

取替や対応時期等を含めて個別協議といたします。

17 高 調 波

逆変換装置（二次励磁制御巻線形誘導発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下かつ各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件」に準じた対策を実施していただきます。

18 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19 発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS）
		FRT要件の適用有無

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント 制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

20　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

21　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

なお，設置する変圧器は直流流出防止専用である必要はなく，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

22　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

(1) 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント単位といたします。）で発電・放電出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

(2) 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお，停止による対応も可能といたします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

23　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

24 連 絡 体 制

発電者の構内故障および系統側の故障等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社の配電設備を管理する事業場等との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のいずれかを用いることができます。

(1) 専用保安通信用電話設備

(2) 電気通信事業者の専用回線電話

(3) 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

イ　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

ロ　話中の場合に割込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

ハ　停電時においても通話可能なものであること。

ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

25 情 報 提 供

系統運用上必要なテレメータ情報等を提供していただくことがあります。

26 サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対

策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは、自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講ずること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

27 そ の 他

(1) 保護リレーの整定値

連系する系統によっては，保護リレーの整定値を当社から指定することがあります。

(2) 発電設備等解列時の取扱い

発電設備等の異常，系統の異常等により発電設備等が系統から解列した場合には，すみやかに当社に連絡していただきます。この場合，当社から系統が再並列可能である旨をお知らせするまでの間，再並列せずに解列状態を保持していただきます。

(3) 配電線切替時の取扱い

配電線切替等により発電設備等の解列が必要となる場合には，当社からの連絡にしたがい発電設備等を解列していただきます。この場合，当社から系統が再並列可能である旨をお知らせするまでの間，再並列せずに解列状態を保持していただきます。

Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件

28　保 護 協 調

受電設備の異常または故障に対しては，その影響を連系された系統へ波及させないために，受電設備を当該系統からしゃ断していただきます。

29　保護装置の設置

受電設備の短絡または地絡故障時の保護装置として，過電流しゃ断器および地絡しゃ断装置を設置していただきます。

30　しゃ断箇所

(1) 受電地点または供給地点の受電設備側電路には，受電地点または供給地点に近い箇所に主しゃ断装置（定格しゃ断電流12.5キロアンペア以上の機器を標準として選定していただきます。）を施設していただきます。

(2) 受電地点または供給地点には，地絡しゃ断装置を施設していただきます。ただし，受電地点または供給地点に近い箇所に地絡しゃ断装置を施設する場合で，受電設備の地絡故障による影響が連系された系統へ波及するおそれがないときは，この限りではありません。

31　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

32　受電地点および供給地点の電圧変動

受電地点および供給地点の電圧変動により，需要者に操業上支障が生ずるおそれがある場合は，必要に応じて，負荷時タップ切替変圧器または負荷時電圧調整器の設置等の対策を講じていただきます。

33　電圧フリッカおよび電圧変動

系統内の電圧に擾乱を与え他者に支障を及ぼすおそれがある負荷を使用する場合は，電圧フリッカおよび電圧変動を抑制する装置を設置していただきます。また，変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を講じていただきます。

34　瞬時電圧低下

落雷等による瞬時的な系統電圧の低下により，需要設備が影響を受ける場合は，必要に応じて，負荷制御方法の改善，無停電電源装置または瞬時電圧補償装置の設置等の対策を講じていただきます。

35　進相用コンデンサの運用

進相用コンデンサは，次のとおり設置および運用していただきます。

(1) 夜間および休日等の軽負荷時には進み力率とならないようにすること。

(2) 技術上必要がある場合は，当社からの依頼にもとづいて進相用コンデンサを開閉すること。

(3) (1)および(2)の対策が実施できるように，原則として，進相用コンデンサの適当な容量ごとに開閉器を設置すること。

36　高　調　波

需要者から系統に流出する高調波流出電流を抑制するため，次の項目を遵守していただきます。

(1) 高調波流出電流の算出

高調波発生機器（300ボルト以下で使用する定格電流が１相当たり20アンペア以下の電気・電子機器〔家電・汎用品〕を除きます。以下同じとします。）の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」と

いいます。）の合計が50キロボルトアンペアを超える需要者（以下「対象者」といいます。）が高調波発生機器を新設，増設または更新する等の場合は，次により高調波流出電流を算出していただきます。

なお，設備の新増設等により，新たに対象者となる場合も次により高調波流出電流を算出していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼動率を乗じたものとする。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計する。

ハ　対象とする高調波の次数は，40次以下とする。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができる。

(2) 高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，第１表に示す１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に，系統を利用する規模（キロワット）を乗じた値といたします。

第１表　１キロワット当たりの高調波流出電流上限値（ミリアンペア）

５次	７次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

(3) 高調波流出電流の抑制対策の実施

(1)で算出された高調波流出電流が(2)の高調波流出電流の上限値を超える場合は，必要に応じて，高調波流出電流が高調波流出電流の上限値以下となるような対策を講じていただきます。

37 サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

別冊３　系統連系技術要件（特別高圧）

別　冊　３

系統連系技術要件（特別高圧）

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（特別高圧）は，電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ，電気工作物を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に連系するために必要となる技術要件を定めたものです。

２　適用の範囲

この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

３　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件

４　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

５　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1) 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツ，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値（２秒以上といたします。）としていただきます。

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え60.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

(2) 並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。

なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1ヘルツ以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1～＋1.0ヘルツ）といたします。ただし，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

６　保護協調と不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の故障時に，故障の除去，故障範囲の局限化，系統運用の安定および公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に故障が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。

ハ　上位系統故障，連系する系統の故障等により当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における故障後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列していること。

ホ　連系する系統以外の故障時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的

な電力変動による当該発電設備等の不要なしゃ断を回避できる時限で行なうこと。

(2) 事故時運転継続

系統故障による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる次の事故時運転継続要件（以下「FRT要件」といいます。）を満たしていただきます。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
(運転継続)</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧
20%以上
(運転継続)</td><td>残電圧
20%未満
(運転継続
または
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止)</td><td>残電圧
52%以上・
位相変化
41度以下
(運転継続)</td><td>60Hz系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ</td></tr>
</table>

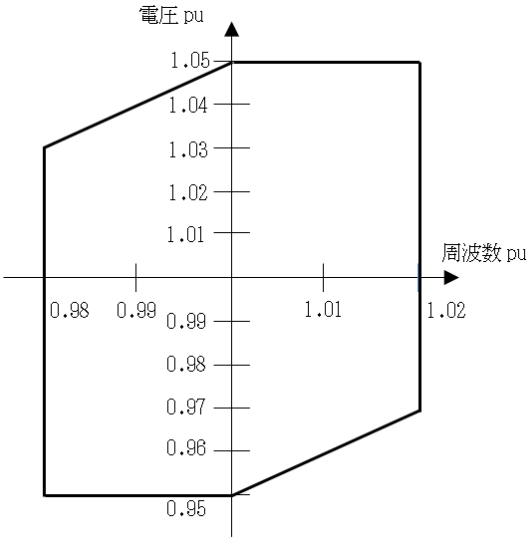
(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等にともない，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

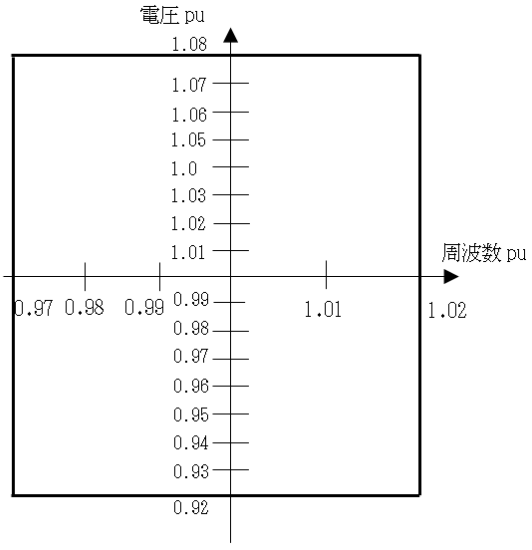
また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。ただし，周波数変動範囲については，５（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準じた対策を実施していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



7　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

(2) 系統側故障対策

イ　短絡保護

系統の短絡故障時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。

なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(ｲ) 同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡故障を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置すること。当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。

(ﾛ) 誘導発電機，二次励磁制御巻線形誘導発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡故障時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等故障対策用の不足電圧リレーと兼用することができる。

ロ　地絡保護

系統の地絡故障時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。

なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(ｲ) 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置すること。

(ﾛ) 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置すること。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置すること。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができるものといたします。この場合，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後，構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，地絡過電圧リレーの設置を求めることがあります。

a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡故障を検出できる場合

b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

(3) 単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送しゃ断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転

状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。

なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。この場合，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等をすみやかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

(4) 事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

(5) 事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備のしゃ断器，保護リレーの動作時間を以下の通りとし

ていただきます。

しゃ断器：２サイクル以内

保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

８　保護リレーの設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

９　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは，零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置とすること。

(3) 不足電力リレーは，２相設置とすること。

(4) 短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは，３相設置とすること。

10　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用すること

はできません。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 受電用しゃ断器

(2) 発電設備等出力端しゃ断器

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

(4) 母線連絡用しゃ断器

11 自動負荷制限・発電抑制

(1) 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。また，系統故障等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制もしくは発電しゃ断または発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。

(2) あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台，その他の電力設備の単一故障の発生時に保護リレーによるすみやかな発電抑制または発電しゃ断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設

備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう電気供給事業者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

12　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

13　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

なお，２系列を構成する装置については，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。

(1) ２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。

(2) 計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

(3) 計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

14　発電機運転制御装置の付加

(1) 系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。

なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　PSS（Power System Stabilizer：系統安定化装置）

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

(2) 周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備〔以下「地域資源バイオマス発電設備」といいます。〕を除きます。）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。

なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転機能

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのLFC信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き

戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

10万キロワット以上の火力発電設備は，周波数58.8ヘルツまでは発電機出力を低下しない，周波数58.8ヘルツを下回る場合には，1.2ヘルツ低下するごとに５パーセント以内の出力低下に抑える，または一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，第１表　発電設備の性能に示すとおりとしていただきます。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC増/減指令）を受信する機能および必要な送信信号（現在出力，EDC・LFC使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

第１表　発電設備の性能

	発電機定格出力	10万キロワット以上※5	
		ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GTおよびGTCC）	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※8
機能・仕様等	GF調定率	５パーセント以下	５パーセント以下
	GF幅※1	５パーセント以上（定格出力基準）	３パーセント以上（定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始，10秒以内にGF幅の出力変化完了※6	
	LFC幅	±５パーセント以上（定格出力基準）	±５パーセント以上（定格出力基準）
	LFC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※6	60秒以内に出力変化開始※6
	EDC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※6	60秒以内に出力変化開始※6
	EDC+LFC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	最低出力※3※4（定格出力基準）	50パーセント以下 DSS 機能具備※7	30パーセント以下

※1 GTおよびGTCCについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力５パーセント以上，その他の発電機については定格出力の３パーセント以上を確保。定格出力付近等の満たせない出力帯について別途協議。

※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により満たせない場合には別途協議。

※3 気化ガス（BOG）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議。

※4 EDC/LFC指令で制御可能な最低出力。

※5 発電設備単機あたりの容量。

※6 記載の秒数は目安とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化終了すること。

※7 日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列から並列まで８時間以内で可能なこと。

※8 地域資源バイオマス発電設備を除く。

(3) 早期再並列のための機能

同一受電地点に連系する発電設備の定格出力の合計が40万キロワット以上のGTCCについては，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4) 電圧調整のための機能

イ　275キロボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　154キロボルト以下の系統に連系する発電設備等でも，必要により，上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。

15　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，以下の適切な対策を講じていただきます。

(1) 154キロボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2) 275キロボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

16 力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率90パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。

逆潮流がない場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ85パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

また，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。

17 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１パーセントから２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，次の方法により常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬

時電圧変動を抑制していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安とする。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を与えるおそれがあるときまたは適正値（受電点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕が0.45ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下〕であることといたします。）を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(ｲ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（SVC）の設置

やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(ﾛ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC等を設置すること。

(3) そ の 他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

18 高 調 波

逆変換装置（二次励磁制御巻線形誘導発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下かつ各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「Ⅲ 需要設備の系統連系技術要件」に準じた対策を実施していただきます。

19 出力変動対策

風力発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を与えるおそれがあるときは，次に示す出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10パーセント以下となるよう対策を行なうこと。ただし，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。

(2) 高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，

ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

(3) 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。調定率は，２パーセントから５パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は0.2ヘルツ以下とする。

20　短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

21　発電機定数・諸元

連系系統や電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル （原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器， 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス （タップ電圧ごと，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・ 構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置

電源種	設備	諸元
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC変化速度（出力ごと）
		LFC幅・変化速度（出力ごと）
		出力キープタイム（出力ごと，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS）
		FRT要件の適用有無
		過励磁保護59V/Fブロック
		OEL，UELブロック
水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流 （大きさ，供給時間）
		FRT要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲， 不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

22　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

23　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

なお，設置する変圧器は直流流出防止専用である必要はなく，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

24 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

(1) 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント単位といたします。）で発電・放電出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

(2) 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，14〔発電機運転制御装置の付加〕で別途最低出力を指定する場合は，14〔発電機運転制御装置の付加〕に定めるところによります。また，バイオマス発電設備は，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお，停止による対応も可能とします。また，自家消費を主な目的とし

た発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

25　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

26　連 絡 体 制

(1) 発電者の構内故障および系統側の故障等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の給電制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，33キロボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(ｲ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であるこ

と。

(ハ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ニ) 災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社と連絡が取れるまでの間発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電制御所等と発電者との間に，系統運用上必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として「Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件」の需要設備に関する情報に加え，次の情報といたします。

第２表　スーパービジョン

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態※1
	系統安定化装置用切替開閉器の状態
	系統安定化装置の動作状態
	電圧・無効電力の制御モード※2

第３表　テレメータ

情報種別	情報内容
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※3
	発電最大能力値※4（風力発電設備の場合）
	発電機の電圧値

※1 慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台ごとに設置

※2 電圧無効電力制御を行なう場合は必要に応じて収集

※3 ナセルで計測する風向・風速

※4 運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲で考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

27 電気現象記録装置

発電機の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社の給電制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含みます。）を設置していただくことがあります。

28 サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講

ずること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件

29　保 護 協 調

受電設備の故障または系統の故障時に，故障の除去および故障範囲の局限化等を行なうために保護協調を行なっていただきます。

なお，基本的な考え方は，次によります。

(1) 受電設備の異常または故障に対しては，その影響を連系された系統へ波及させないために，受電設備を当該系統からしゃ断すること。

(2) 連系された系統に故障が発生した場合で，系統保護方式に応じて必要があるときには，当該系統から受電設備がしゃ断されること。

(3) 連系された系統以外の故障時には，原則として受電設備はしゃ断されないこと。

30　保護装置の設置

(1) 受電設備が故障した場合の系統の保護および構内設備の保護のための保護リレーの設置は，次によります。

イ　受電設備の短絡または地絡故障時の保護リレーとして，瞬時要素付過電流リレー（または高速度過電流リレーおよび限時過電流リレー）ならびに地絡過電流リレーを設置していただきます。

ロ　変圧器のインピーダンスが小さくイの過電流リレーでは系統側保護装置と協調が困難な場合，または，系統安定上高速に受電設備をしゃ断する必要がある場合は，比率差動リレー等を設置していただきます。

(2) 変圧器の内部故障，変圧器の１次側または２次側故障および変圧器の過負荷保護のため，比率差動リレー，瞬時要素付過電流リレー（または高速

度過電流リレーおよび限時過電流リレー）等を設置していただきます。

(3) 系統故障時の送電線保護装置が必要となる場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。

31　保護リレーの設置場所

保護リレーは，連系用しゃ断器の系統側または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

32　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次によります。

(1) 地絡保護用リレーは，零相回路設置とすること。

(2) 短絡保護用リレーは，３相設置とすること。

33　しゃ断箇所

しゃ断箇所は，連系用しゃ断器としていただきます。ただし，29（保護装置の設置）(2)において変圧器１次（系統側）しゃ断器と連系用しゃ断器とが異なる場合は，変圧器１次（系統側）しゃ断器とすることができます。

34　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

35　中性点接地装置の設置と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

36　変圧器定数

連系する系統の状況により，送電線の保護協調等のためにインピーダンスの値を当社から指定することがあります。

37　受電地点および供給地点の電圧変動

受電地点および供給地点の電圧変動により，需要者に操業上支障が生ずるおそれがある場合は，必要に応じて，負荷時タップ切替変圧器または負荷時電圧調整器の設置等の対策を講じていただきます。

38　電圧フリッカおよび電圧変動

系統内の電圧に擾乱を与え他者に支障を及ぼすおそれがある負荷を使用する場合は，電圧フリッカおよび電圧変動を抑制する装置を設置していただきます。また，変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

39　瞬時電圧低下

落雷等による瞬時的な系統電圧の低下により，需要設備が影響を受ける場合は，必要に応じて，負荷制御方法の改善，無停電電源装置または瞬時電圧補償装置の設置等の対策を講じていただきます。

40　進相用コンデンサの運用

進相用コンデンサは，次のとおり設置および運用していただきます。

(1) 夜間および休日等の軽負荷時には進み力率とならないようにすること。

(2) 技術上必要がある場合は，当社からの依頼にもとづいて進相用コンデンサを開閉すること。

(3) (1)および(2)の対策が実施できるように，原則として，進相用コンデンサの適当な容量ごとに開閉器を設置すること。

41 高　調　波

需要者から系統に流出する高調波流出電流を抑制するため，次の項目を遵守していただきます。

(1) 高調波流出電流の算出

イ　次のいずれかに該当する需要者（以下「対象者」といいます。）が高調波発生機器（300ボルト以下で使用する定格電流が１相当たり20アンペア以下の電気・電子機器〔家電・汎用品〕を除きます。以下同じとします。）を新設，増設または更新する等の場合は，ロにより高調波流出電流を算出していただきます。

なお，設備の新増設等により，新たに対象者となる場合もロにより高調波流出電流を算出していただきます。

(ｲ) 22キロボルトまたは33キロボルトの系統に連系する需要者で，その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が300キロボルトアンペアを超える場合

(ﾛ) 77キロボルト以上の系統に連系する需要者で，等価容量の合計が2,000キロボルトアンペアを超える場合

ロ　高調波流出電流の算出方法は，次によります。

(ｲ) 高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

(ﾛ) 高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

(ﾊ) 対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。

(ﾆ) 対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(2) 高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，第４表に示す１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に，系統を利用する規模（キロワット）を乗じた値といたします。

第４表　１キロワット当たりの高調波流出電流上限値（ミリアンペア）

連系する系統の電圧(ｷﾛﾎﾞﾙﾄ)	５次	７次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
77	0.50	0.36	0.23	0.19	0.15	0.13	0.11	0.10
154	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05

(3) 高調波流出電流の抑制対策の実施

(1)で算出された高調波流出電流が(2)の高調波流出電流の上限値をこえる場合は，必要に応じて，高調波流出電流が高調波流出電流の上限値以下となるよう対策を講じていただきます。

42 連 絡 体 制

(1) 需要者と当社の給電制御所等との間には，電力保安通信用電話設備を設置するものといたします。ただし，22キロボルトまたは33キロボルトの特別高圧電線路と連系する場合または当社の供給区域外にて受電設備を運転制御する場合等については，別途協議させていただきます。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電制御所等と需要者との間に，必要に応じ，系統運用上必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次の情報といたします。

第５表　テレメータ

情報種別	情報内容
テレメータ	引込口（受電地点）の有効電力量
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧

第６表　スーパービジョン

情報種別	情報内容
スーパービジョン	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用しゃ断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	受電用保護リレーの動作状態
	母線（または構内）保護リレーの動作状態
	ケーブル故障区間検出装置の動作状態
	受電自動切替装置の切替開閉器の状態
	連系用しゃ断器を開放する線路保護リレーの切替開閉器の状態
	連系用しゃ断器を開放する線路保護リレーの切替開閉器の異常表示
	線路側断路器の操作機能ロック状態

43　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠

した対策を講じていただきます。

別冊４　標準設計基準

別　冊　４

標 準 設 計 基 準

１　適　　用

この標準設計基準（以下「この基準」といいます。）は，本則Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計工事費の算定に適用いたします。ただし，地形上その他周囲の状況等からこの基準によりがたい場合で特別な施設を要するときは，この基準の規定にかかわらず技術的に適当と認められる特殊な設計により施設するものといたします。この場合，その設計を標準設計といたします。なお，この基準に明記されていない事項については，法令で定める技術基準その他の法令等または当社設計指針等にもとづき，技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

２　単　　位

この基準においては，単位を次の記号で表示いたします。

単　　位	記　　号
ボ　ル　ト	Ｖ
キ ロ ボ ル ト	ｋＶ
ア　ン　ペ　ア	Ａ
キロボルトアンペア	ｋＶＡ
メ　ー　ト　ル	ｍ
ミリメートル	ｍｍ
平方センチメートル	$ｃｍ^{2}$
平方ミリメートル	$ｍｍ^{2}$
ミ リ グ ラ ム	ｍｇ

３　低圧または高圧電線路

(1) 一般基準

イ　電圧降下の限度

低圧または高圧電線路における電圧降下の限度は，第１表の値を標準といたします。

第１表　　電圧降下の限度

<table>
<tr><td rowspan="2">公称電圧
地域区分</td><td colspan="2">低　　圧</td><td>高　　圧</td></tr>
<tr><td>100Ｖ</td><td>200Ｖ</td><td>6.6ｋＶ</td></tr>
<tr><td>変圧器のタップが
一 種 類 の 地 域</td><td rowspan="2">６Ｖ</td><td rowspan="2">20Ｖ</td><td>200Ｖ</td></tr>
<tr><td>変圧器のタップが
複数混在する地域</td><td>340Ｖ</td></tr>
</table>

この場合の電線路とは，受電地点から受電地点に最も近い当社の発変電所の引出口までおよび供給地点から供給地点に最も近い当社の発変電所の引出口または供給用変圧器の引出側接続点までといたします。

ロ　経 過 地

低圧または高圧電線路の経過地は，用地事情および保守保安上に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

ハ　電線路の種類

低圧または高圧電線路は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上不可能な場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により著しく困難な場合は，他の方法によります。

(2) 架空電線路

イ　施設方法

(ｲ) 低圧または高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線の張替え，または負荷の分割のうち，線路の保守保安に支障のない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

(ﾛ) 高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といたします。

ロ　支持物の種類

低圧または高圧架空電線路の支持物の標準は，原則として工場打鉄筋コンクリート柱といたします。ただし，工場打鉄筋コンクリート柱を使用することが地形上または技術上適当でない場合は，他の支持物を使用いたします。

ハ　径　　間

低圧または高圧架空電線路の径間は，第２表の値を標準といたします。ただし，施設場所の状況により建造物，地形等の関係からこの値以外とすることがあります。

第２表　　径　　間

施 設 地 域	径　　間
市　街　地	30ｍ～40ｍ
そ　の　他	40ｍ～50ｍ

ニ　支持物の長さ

低圧または高圧架空電線路の支持物の長さは，施設場所の状況に応じて，根入れ，電線の弛度，装柱，他物との離隔等を考慮し，当社が第３

表から選定いたします。ただし，施設場所の状況により，第３表の長さ以外の支持物が必要な場合は，この長さ以外のものといたします。

第３表　　支持物の長さ

長　　さ（m）			
10	12	14	16

ホ　が い し

低圧または高圧架空電線路で使用するがいしは，第４表のものといたします。

第４表　　がいしの種類

	引通箇所	引留箇所
低圧引込	ＤＶ線引留がいし 縁廻しがいし	低圧引留がいし
低　　圧	低圧ピンがいし 低圧引留がいし	低圧引留がいし
高　　圧	高圧中実がいし	高圧耐張がいし

ヘ　電線の種類および太さ

(ｲ) 低圧または高圧架空電線には，絶縁電線（硬銅線）を使用いたします。ただし，技術上，経済上，硬銅線を使用することが適当でない場合は，アルミ線を使用することがあります。

(ﾛ) 電線の太さは，許容電流，電圧降下，短絡電流，機械的強度等を考慮して第５表の値を最低限度として第６表により選定いたします。

第５表　　架空電線の太さの最低限度

	心線の種類	太　　さ
低圧引込	硬　銅　線	直　径　2.6mm
低　　圧	硬　銅　線	直　径　4.0mm
高　　圧	硬　銅　線	直　径　5.0mm

（注）　低圧引込については，動力引込線等で諸条件を考慮して技術的に2.0mmが適当な場合は，第５表にかかわらず2.0mmを使用いたします。

第６表　　電線の種類，太さおよび許容電流

種類および太さ			低圧絶縁電線			高圧絶縁電線	
			引込用ビニル絶縁電線（ＤＶ２コより）	引込用ビニル絶縁電線（ＤＶ３コより）	屋外用ビニル絶縁電線（ＯＷ）	屋外用ポリエチレン絶縁電線（ＯＥ）	水密型屋外用架橋ポリエチレン絶縁電線（ＯＣＷ）
硬銅線	単線	2.6mm	38Ａ	34Ａ	－	－	－
		3.2mm	50Ａ	44Ａ	－	－	－
		4.0mm	－	－	78Ａ	－	－
		5.0mm	－	－	103Ａ	124Ａ	－
	より線	14mm^2	70Ａ	62Ａ	－	－	－
		22mm^2	92Ａ	80Ａ	－	－	－
		38mm^2	130Ａ	113Ａ	－	－	－
		60mm^2	174Ａ	152Ａ	206Ａ	－	300Ａ
		100mm^2	238Ａ	209Ａ	－	－	－
		125mm^2	－	－	－	－	490Ａ

（注）　単相３線式の引込線で使用する場合は，ＤＶ２コよりの許容電流を適用いたします。

ト　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，第７表より技術上，経済上適正なものを選定い

たします。ただし，技術上，経済上，第７表の容量の柱上変圧器を使用することが適当でない場合は，他の容量の柱上変圧器を使用することがあります。

第７表　　柱上変圧器の容量

容　　量（ｋＶＡ）		
5	10	20
30	50	75

チ　開閉器の施設

高圧架空電線路の操作上，保守上必要な場合には，電線路の必要な箇所に，手動開閉器を施設いたします。ただし，技術上，経済上手動開閉器を施設することが適当でない場合には，他の種類の開閉器を施設することがあります。

リ　その他装柱，付属品等に関する事項

(ｲ) 低圧または高圧架空電線路の装柱は，複雑にならないように考慮し，原則として水平配列または垂直配列といたします。ただし，他の工作物，樹木等との離隔がとれない場合または技術上適当でない場合は，他の適当な装柱といたします。

(ﾛ) 支柱，支線柱等は，支持物強度の一部を安全に分担できる種類と長さのものを使用いたします。

(ﾊ) 変圧器の１次側に使用する開閉器には，高圧カットアウトを使用いたします。

(ﾆ) 変圧器，機器を取り付ける場合の接地工事は，実施設計を標準設計といたします。

(3) 地中電線路

イ　施設方法

低圧または高圧地中電線路の施設方法は，管路式を標準といたします。ただし，次の場合は，直接埋設式または暗きょ式によることがあります。

(ｲ) 直接埋設式

構内等で車両その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく，かつ，再掘削が支障なく行なわれる場合

(ﾛ) 暗きょ式

構内等で当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合および終端部等で必要な場合

ロ　ケーブルの種類および太さ

低圧または高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，電圧降下，短絡電流，施設方法等を考慮して第８表より選定いたします。ただし，技術上，経済上，銅ケーブル線を使用することが適当でない場合は，アルミケーブル線を使用することがあります。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

第８表　　ケーブルの種類

電　　圧	種　　類	導体種別	線心数	公称断面積（mm^2）
100Ｖまたは200Ｖ	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル	銅	2 3 4	14, 22, 60, 150, 250, 400
6.6ｋＶ	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル （トリプレックス型ＣＶ）	銅	3	22, 38, 60, 150, 250, 400

ハ　変圧器塔，開閉器，電気室および分岐接続体の施設

(ｲ) 変圧器塔は，地中配電線路において，変圧器を設置する場合に使用いたします。

(ﾛ) 開閉器は，地中配電線路の操作上，保守上必要な箇所に使用いたします。

(ﾊ) 電気室は，中高層集合住宅等で低圧引込線により供給することが技術上，保安上困難な場合，または将来困難になることが予想される場合に使用いたします。

(ﾆ) 分岐接続体は，ケーブルを分岐する場合に使用いたします。

(4) 特殊地域の施設

イ　塩害発生のおそれが多い地域に施設する電線路には，その規模に応じて耐塩がいし類，耐塩柱上変圧器その他技術上，経済上合理的な耐塩施設を設置いたします。

ロ　雷雨発生のおそれが多い地域に施設する電線路には，避雷器，アークホーンその他技術上，経済上合理的な耐雷施設を設置いたします。

ハ　雪害のおそれが多い地域に施設する電線路には，難着雪電線その他技術上，経済上合理的な耐雪施設を設置いたします。

4　特別高圧電線路

(1) 一般基準

イ　電圧降下の限度

電線路の電圧降下の限度は，第９表の値を標準といたします。

第９表　　電圧降下の限度

公　称　電　圧(kV)	22	33	77	154
電圧降下の限度(kV)	2	3	7	14

この場合の電線路とは，受電地点から受電地点に最も近い当社の発変電所の引出口までおよび供給地点から供給地点に最も近い当社の発変電所の引出口までといたします。

ロ　経過地等

電線路の分岐点の位置および経過地は，用地事情および保守保安上に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

ハ　電線路の種類

電線路は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上不可能な場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により著しく困難な場合は，他の方法によります。

(2) 架空電線路

イ　施設方法

(ｲ) 架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電

線張替え等のうち，技術上または用地の確保が著しく困難な場合を除き，経済的な方法により施設いたします。

(ﾛ) 他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は，原則として電圧の高いものを上部とし，電圧の低いものを下部といたします。

ロ　支持物の種類

支持物の種類は，原則として鉄塔といたします。ただし，施設場所の状況等に応じ鉄筋コンクリート柱，パンザーマスト柱等の支持物を使用することがあります。

ハ　径　　間

径間は，第10表の値を標準といたします。

第10表　　径　　間

支持物の種類	径　　間
鉄　　塔	200m～350m
そ　の　他	70m～150m

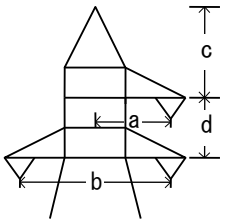
ニ　電線間隔

電線間隔は，第11表の値を標準といたします。ただし，気象，地形条件または用地事情等により増減することがあります。

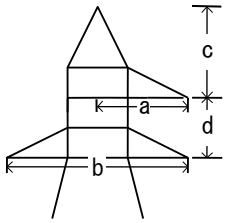
第11表　　電線間隔

鉄塔使用の場合　　（単位：m）

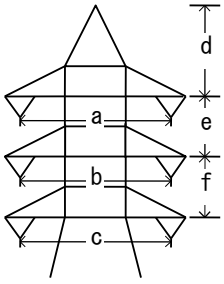
公称電圧		33kV以下		77kV		154kV	
		懸垂	耐張	懸垂	耐張	懸垂	耐張
1回線	a	1.35	1.55	2.0	2.1	3.5	3.5
	b	3.0	3.6	4.0	4.2	7.0	7.0
	c	―	―	2.4	3.3	4.0	6.5
	d	1.8	1.8	3.0	2.5	4.5	4.1
2回線	a	2.8	3.1	4.0	4.2	7.0	7.0
	b	2.9	3.3	4.0	4.2	7.0	7.0
	c	3.0	3.4	4.0	4.2	7.0	7.0
	d	―	―	2.4	3.3	4.0	6.5
	e	1.8	1.8	3.0	2.5	4.5	4.1
	f	1.8	1.8	3.0	2.5	4.5	4.1



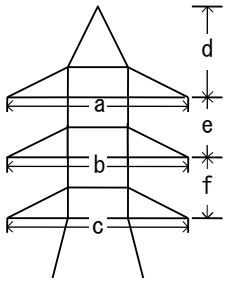
1回線(懸垂)



1回線(耐張)



2回線(懸垂)



2回線(耐張)

ホ　が い し

(ｲ) がいしは，懸垂がいし，長幹がいし，長幹支持がいし，ＬＰがいし

またはＳＰがいしを使用いたします。

(ﾛ) 懸垂がいしの連結個数は，第12表の値を標準といたします。また，その他のがいしを使用する場合も，これに準じます。

第12表　　懸垂がいし（直径250㎜）連結個数

塩分付着密度 (mg／cm^2)		0.063	0.125	0.25	0.5	海水のしぶきを直接かぶる地区	
						懸垂	耐張
公称電圧 (kV)	22	2	2	2	2	3	3
	33	3	3	3	3	4	4
	77	6	6	6	7	10	8
	154	10	11	12	14	19	16

(注)　工場地帯等のとくに煙じん汚損の程度が著しいところに設置する場合は，上記の個数にさらに１または２個追加することがあります。

(ﾊ) 原則としてアークホーンを取り付けます。

ﾍ　電線の種類および太さ

(ｲ) 電線の種類は，原則としてアルミ覆鋼心アルミより線，またはアルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線といたします。ただし，腐食のおそれがある場合等特別の場合には，他の適当な電線を使用することがあります。

(ﾛ) 電線の太さは，第13表のうち，許容電流，電圧降下，短絡電流，機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを使用いたします。ただし，他の支持物に併架する場合は，弛度の関係上既設架空電線と協調する太さのものを使用することがあります。

第13表　　電線の太さおよび許容電流

アルミ覆鋼心アルミより線		アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線	
公称断面積	許容電流	公称断面積	許容電流
－	－	1,160mm^2	2,611A
－	－	810mm^2	2,031A
－	－	610mm^2	1,706A
410mm^2	846A	410mm^2	1,349A
240mm^2	608A		
160mm^2	467A		
80mm^2	298A		

（注）アルミ覆鋼心アルミより線80mm^2 は，上位電線と併架する場合および塩害または重化学工業による腐食のおそれがある地域には使用いたしません。

ト　架空地線

(ｲ) 架空地線は，原則として１条を施設いたします。

(ﾛ) 架空地線の種類および太さは，機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要のある場合および腐食のおそれのある場合等特別の場合を除き，その線路の設計条件にもとづいて第14表から選定いたします。

第14表　　架空地線

地 線 種 類	太 さ（mm^2）
アルミ覆鋼より線	55,70

チ　地 上 高

電線の最低地上高は，建造物等との離隔を考慮し，第15表の値を標準

といたします。ただし，施設場所における建造物等の状況から，この値以外とすることがあります。

第15表　　電線の最低地上高

公称電圧 / 地域	33kV以下	77kV	154kV
高層化地域，高層化が予想される地域	22m	23m	24m
市街化区域，および都市周辺部で建造物が密集している地域，または密集が予想される地域	18m	19m	20m
市街化調整区域，および村落の周辺部で耕作地が多く，建造物が散在する地域で人の往来の多い箇所	15m	16m	17m
山地・山林地域	樹種・樹高により個別設定		

リ　そ の 他

搬送波の重畳されている電線路から分岐電線路を施設する場合は，原則として搬送波を阻止するライントラップを施設いたします。

(3) 地中電線路

イ　施設方法

地中電線路の施設方法は，管路式を標準とし，原則として予備孔（点検孔）１孔を設けます。ただし，構内等で当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合および終端部等で必要な場合は，暗きょ式によることがあります。

ロ　ケーブルの種類および太さ

ケーブルの種類および太さは，許容電流，電圧降下，短絡電流，施設方法等を考慮して，原則として第16表により選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

第16表　　ケーブルの種類および太さ

公称電圧	22kV	33kV	77kV		154kV	
種類	CVｹｰﾌﾞﾙ	CVｹｰﾌﾞﾙ	CVｹｰﾌﾞﾙ		CVｹｰﾌﾞﾙ	
線心数	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心
	60	60	80	600	200	200
	100	100	100	800	250	250
公	150	150	150	1,000	325	325
称	200	200	200	1,200	400	400
断	250	250	250	1,500	－	600
面	325	325	325	2,000	－	800
積	400	400	400	2,500	－	1,000
(mm^2)	600	600	600	－	－	1,200
	－	－	－	－	－	1,500
	－	－	－	－	－	2,000
	－	－	－	－	－	2,500

ハ　そ の 他

(ｲ) 架空地中混用および途中分岐する電線路には，故障区間検出装置を施設する場合があります。

(ﾛ) 架空地中混用電線路で雷サージによってケーブルが損傷するおそれがある場合は，避雷器を施設いたします。

５　変 電 設 備

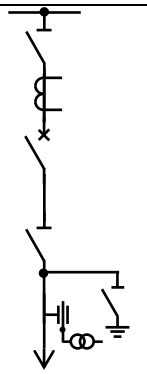
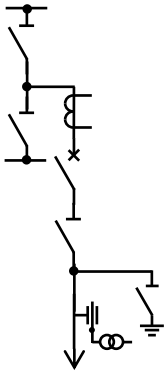
(1) 一般基準

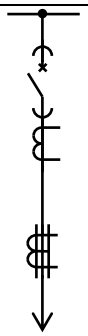
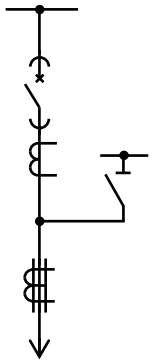
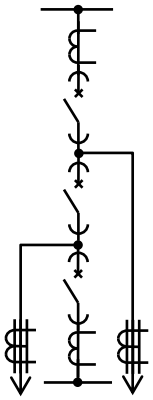
電線路の引出口設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。ただし，スペース上制約がある場合等は，他の方法によります。

(2) 結線方法

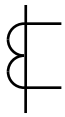
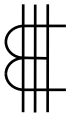
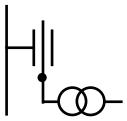
結線方法および主要機器取付台数は，第17表を標準といたします。

第17表　　結線方法および主要機器取付台数

区分		結線方法	機器名	台数
特別高圧	①単母線		しゃ断器 断路器 変流器 検圧装置 配電盤	1台 2台 3台 1台 1式
	②複母線		しゃ断器 断路器 変流器 検圧装置 配電盤	1台 3台 3台 1台 1式

区分		結線方法	機器名	台数
高圧	③単母線		しゃ断器 変流器 零相変流器 配電盤	1台 2台 1台 1式
	④補助母線付		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1台 1台 2台 1台 1式
	⑤1 1/2母線		しゃ断器 変流器 零相変流器 配電盤	3台 4台 2台 1式

(注) 1　①の場合で，しゃ断器が引出式のときには，断路器が２台省略されます。
2　②の場合で，しゃ断器が引出式のときには，断路器が１台省略されます。
3　①，②の場合は，接地装置を線路側に１台設置することを原則といたします。ただし，ガス絶縁開閉装置を使用する場合は，しゃ断器の両端にも設置することがあります。
4　⑤は２線路分の引出口を示します。

<table>
<tr><td rowspan="4">凡
例</td><td colspan="2">しゃ断器</td><td>断路器</td><td>接地装置</td></tr>
<tr><td> </td><td>
(引出式)</td><td> </td><td> </td></tr>
<tr><td>変流器</td><td>零相
変流器</td><td>検圧装置</td><td></td></tr>
<tr><td>  </td><td>  </td><td>  </td><td></td></tr>
</table>

(3) しゃ断器，断路器および変流器

イ　しゃ断器，断路器および変流器は，当社で一般的に使用しているもののうち，その回路電圧に応じ最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予定されている系統構成について計算した短絡電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

ロ　将来の系統構成は，原則として５年程度を目標といたします。

(4) 検圧装置

検圧装置は，当社で一般的に使用しているもののうち，その回路電圧に応じ使用負担から判断して，必要最小のものを使用いたします。

(5) 配 電 盤

配電盤には，原則として電流計，しゃ断器操作用スイッチおよび運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ電力計，無効電力計，電圧計等を取り付けます。

(6) 保護装置

電線路に短絡または地絡を生じた場合に自動的に電路をしゃ断するため

の必要な装置を取り付けます。

なお，電線路のすべてが地中電線路である特別高圧電線路の場合を除き，原則として自動再閉路継電装置を施設いたします。

６　電力保安通信設備

(1) 電力保安通信用電話設備

イ　一般基準

(ｲ) 電力保安通信用電話設備は，法令で定めるところにより施設いたします。

(ﾛ) 電力保安通信用電話設備は，架空電話線または地中電話線のうち，保安上の重要度および経済性を考慮し，適当な方法により施設いたします。

ロ　架空電話線

(ｲ) 光ファイバケーブルは，４心を標準とし，架空電線路への添架により施設いたします。また，光通信装置をあわせて施設いたします。

(ﾛ) 通信用ケーブルは，ポリエチレン絶縁ビニル被覆通信ケーブル（0.9㎜×５対）を標準とし，原則として35ｋＶ未満の架空電線路への添架により施設いたします。

ハ　地中電話線

(ｲ) 光ファイバケーブルは，４心を標準とし，地中電線路の施設方法に準じて施設いたします。また，光通信装置をあわせて施設いたします。

(ﾛ) 通信用ケーブルは，ポリエチレン絶縁ポリエチレン被覆通信ケーブル（0.9㎜×５対）を標準とし，地中電線路の施設方法に準じて施設いたします。

ニ　呼出方式

電力保安通信用電話設備における呼出方式は，ダイヤル呼出方式を標準といたします。

(2) 電力保安通信用信号設備

電力保安通信用信号設備は，電力系統の保護および運転上必要な場合に技術的および経済的に適当な方法により施設いたします。

なお，この場合，(1)ロまたはハに準じて施設いたします。

(3) 保安装置

保安装置は，保安の必要に応じて施設いたします。

電気事業法施行規則第19条第２項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

３　電気事業法施行規則第17条の４第１項の規定により提出した書類の写し

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会において取りまとめられた「今後の電力政策の方向性について中間とりまとめ（2023 年２月公表)」において，2024 年度から発電側課金制度を導入する整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映し，新たに系統連系受電サービス料金を設定するとともに，2023 年 11 月 24 日に経済産業大臣の承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの変更を料金率に反映するべく,託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第 18 条第１項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，発電側課金制度を導入する整理がなされたこと，託送供給等に係る収入の見通しの変更について経済産業大臣の承認を受けたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

託 送 供 給 等 約 款 新 旧 比 較 表

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
託　送　供　給　等　約　款	託　送　供　給　等　約　款
~~２０２３年１２月２７日~~実施	２０２４年４月１日実施
中部電力パワーグリッド株式会社	中部電力パワーグリッド株式会社

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）

目　　次

託送供給等約款（旧）（2023 年 12 月 27 日実施）		託送供給等約款（新）（2024 年 4 月 1 日実施予定）	
Ⅰ　総　　則	1	**Ⅰ　総　　則**	1
1　適　　用	1	1　適　　用	1
2　約款の認可および変更	2	2　約款の認可および変更	2
3　定　　義	3	3　定　　義	3
4　代表契約者の選任	10	4　代表契約者の選任	10
5　託送供給等に係る取扱い	~~10~~	5　託送供給等に係る取扱い	11
6　単位および端数処理	11	6　単位および端数処理	11
7　そ　の　他	12	7　そ　の　他	12
Ⅱ　契約の申込み	13	**Ⅱ　契約の申込み**	13
8　契約の要件	13	8　契約の要件	13
9　検討および契約の申込み	~~17~~	9　検討および契約の申込み	19
10　契約の成立および契約期間	~~27~~	10　契約の成立および契約期間	30
11　託送供給等の開始	~~28~~	11　託送供給等の開始	31
12　託送供給等の準備に対する協力	~~29~~	12　託送供給等の準備に対する協力	32
13　電気方式，電圧および周波数	~~29~~	13　電気方式，電圧および周波数	32
14　発電場所および需要場所	~~32~~	14　発電場所および需要場所	35
15　契約および託送供給等の単位	~~35~~	15　契約および託送供給等の単位	38
16　承諾の限界	~~39~~	16　承諾の限界	43
17　契約書の作成	~~40~~	17　契約書の作成	43
Ⅲ　サービスおよび料金	~~41~~	**Ⅲ　サービスおよび料金**	45
18　サ ー ビ ス	~~41~~	18　サ ー ビ ス	45
19　料　　金	~~41~~	19　料　　金	45
20　接続送電サービス	~~44~~	20　接続送電サービス	47
21　臨時接続送電サービス	~~75~~	21　臨時接続送電サービス	78
~~22　振替送電サービス~~	~~86~~	22　予備送電サービス	89
~~23~~　予備送電サービス	~~86~~	23　系統連系受電サービス	92
24　発電量調整受電計画差対応電力	~~89~~	24　発電量調整受電計画差対応電力	97
25　接続対象計画差対応電力	~~90~~	25　接続対象計画差対応電力	99
26　需要抑制量調整受電計画差対応電力	~~92~~	26　需要抑制量調整受電計画差対応電力	100
27　給電指令時補給電力	~~93~~	27　給電指令時補給電力	102
Ⅳ　料金の算定および支払い	~~95~~	**Ⅳ　料金の算定および支払い**	105
28　料金の適用開始の時期	~~95~~	28　料金の適用開始の時期	105
29　検　針　日	~~95~~	29　検　針　日	105
30　料金の算定期間	~~97~~	30　料金の算定期間	107

託送供給等約款（旧） （2023年12月27日実施）	託送供給等約款（新） （2024年4月1日実施予定）
31　計　　量 …… 98	31　計　　量 …… 109
32　電力および電力量の算定 …… 98	32　電力および電力量の算定 …… 109
33　損　失　率 …… 114	33　損　失　率 …… 134
34　料金の算定 …… 115	34　料金の算定 …… 134
35　支払義務の発生および支払期日 …… 119	35　支払義務の発生および支払期日 …… 139
36　料金その他の支払方法 …… 121	36　料金その他の支払方法 …… 141
37　保　証　金 …… 124	37　保　証　金 …… 146
38　連 帯 責 任 …… 127	38　連 帯 責 任 …… 150
Ⅴ　供　　給 …… 128	**Ⅴ　供　　給** …… 151
39　託送供給等の実施 …… 128	39　託送供給等の実施 …… 151
40　受電および供給の中止 …… 132	40　受電および供給の中止 …… 155
41　給電指令の実施等 …… 132	41　給電指令の実施等 …… 155
42　受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済 … 133	42　受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済 … 157
43　適正契約の保持等 …… 138	43　適正契約の保持等 …… 161
44　契約超過金 …… 139	44　契約超過金 …… 162
45　力率の保持 …… 140	45　力率の保持 …… 166
46　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 141	46　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 167
47　託送供給等にともなう技術要件等 …… 142	47　託送供給等にともなう技術要件等 …… 168
48　託送供給等の停止 …… 142	48　託送供給等の停止 …… 168
49　託送供給等の停止の解除 …… 144	49　託送供給等の停止の解除 …… 171
50　託送供給停止期間中の料金 …… 145	50　託送供給停止期間中の料金 …… 171
51　違　約　金 …… 145	51　違　約　金 …… 171
52　損害賠償の免責 …… 145	52　損害賠償の免責 …… 172
53　設備の賠償 …… 147	53　設備の賠償 …… 173
Ⅵ　契約の変更および終了 …… 148	**Ⅵ　契約の変更および終了** …… 174
54　契約の変更 …… 148	54　契約の変更 …… 174
55　名義の変更 …… 149	55　名義の変更 …… 176
56　契約の廃止 …… 150	56　契約の廃止 …… 177
57　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… 151	57　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… 179
58　解　約　等 …… 156	58　解　約　等 …… 184
59　契約消滅後の債権債務関係 …… 158	59　契約消滅後の債権債務関係 …… 187
Ⅶ　受電および供給の方法ならびに工事 …… 159	**Ⅶ　受電および供給の方法ならびに工事** …… 188
60　受電地点，供給地点および施設 …… 159	60　受電地点，供給地点および施設 …… 188
61　架空引込線 …… 161	61　架空引込線 …… 190
62　地中引込線 …… 163	62　地中引込線 …… 192
63　連接引込線等 …… 165	63　連接引込線等 …… 194
64　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 166	64　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 195

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
65　引込線の接続……166 66　計量器等の取付け……166 67　専用供給設備……168 68　電流制限器の取付け……170 **Ⅷ　工事費の負担**……171 69　工事費の負担方法……171 70　受電地点への供給設備の工事費負担金……174 71　受電用計量器等の工事費負担金……179 72　会社間連系設備の工事費負担金……180 73　一般供給設備の工事費負担金……180 74　供給地点への特別供給設備の工事費負担金……184 75　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金……186 76　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定……187 77　工事費負担金の申受けおよび精算……190 78　託送供給等の開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け……193 79　臨時工事費……194 80　工事費負担金契約等の締結……195 **Ⅸ　保　　安**……196 81　保安の責任……196 82　保安等に対する発電者および需要者の協力等……196 83　調　　査……197 84　調査等の委託……198 85　調査に対する需要者の協力……198 86　検査または工事の受託……198 87　自家用電気工作物……199 **附　　則** **別　　表**	65　引込線の接続……195 66　計量器等の取付け……195 67　専用供給設備……197 68　電流制限器の取付け……199 **Ⅷ　工事費の負担**……200 69　工事費の負担方法……200 70　受電地点への供給設備の工事費負担金……203 71　受電用計量器等の工事費負担金……208 72　会社間連系設備の工事費負担金……209 73　一般供給設備の工事費負担金……209 74　供給地点への特別供給設備の工事費負担金……213 75　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金……215 76　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定……216 77　工事費負担金の申受けおよび精算……219 78　託送供給等の開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け……222 79　臨時工事費……223 80　工事費負担金契約等の締結……224 **Ⅸ　保　　安**……225 81　保安の責任……225 82　保安等に対する発電者および需要者の協力等……225 83　調　　査……226 84　調査等の委託……227 85　調査に対する需要者の協力……227 86　検査または工事の受託……227 87　自家用電気工作物……228 **附　　則** **別　　表**

託送供給等約款（旧） （2023年12月27日実施）	託送供給等約款（新） （2024年４月１日実施予定）
Ⅰ　総　　則	Ⅰ　総　　則
３　定　　義 次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 (1)～(36)　（略） (37) 契約受電電力 契約上使用できる受電地点ごとの接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）をいい，~~この値は~~契約者または発電契約者と当社との協議に~~よって定めます。~~ (~~38~~) 最大需要電力等 （略） (~~39~~) 発電バランシンググループ （略） (~~40~~) 需要バランシンググループ （略） (~~41~~) 需要抑制バランシンググループ （略） (~~42~~) 契約使用期間 （略） (~~43~~) 電　　灯 （略） (~~44~~) 小型機器 （略） (~~45~~) 動　　力 （略） (~~46~~) 契約負荷設備 （略） (~~47~~) 契約主開閉器 （略） (~~48~~) 定期検査 （略） (~~49~~) 定期補修 （略） (~~50~~) 給電指令 （略）	３　定　　義 次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 (1)～(36)　（略） (37) 契約受電電力 契約上使用できる受電地点ごとの接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）をいい，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。 (38) 同時最大受電電力 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）をいい，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。 (39) 最大連系電力等 低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいい，高圧または特別高圧で受電する場合は，30分ごとの連系電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。 (40) 最大需要電力等 （略） (41) 発電バランシンググループ （略） (42) 需要バランシンググループ （略） (43) 需要抑制バランシンググループ （略） (44) 契約使用期間 （略） (45) 電　　灯 （略） (46) 小型機器 （略） (47) 動　　力 （略） (48) 契約負荷設備 （略） (49) 契約主開閉器 （略） (50) 定期検査 （略） (51) 定期補修 （略） (52) 給電指令 （略）

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
(~~51~~) 昼間時間 （略） (~~52~~) 夜間時間 （略）	(53) 昼間時間 （略） (54) 夜間時間 （略）
６　単位および端数処理 この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1)～(2) （略） (3) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ～ロ　（略） (4)～(6) （略）	**６　単位および端数処理** この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1)～(2) （略） (3) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ～ロ　（略） (4)～(6) （略）
７　そ　の　他 この約款に記載のない事項については，この約款の趣旨に則り，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，~~発電者または~~需要者と別途協議を行なうことがあります。	**７　そ　の　他** この約款に記載のない事項については，この約款の趣旨に則り，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
８　契約の要件 次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 (1) 契約者が接続供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ～ト　（略） ~~チ~~　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。 (ｲ)～(ﾊ)　（略） (2) （略） (3) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ～ニ　（略）	**８　契約の要件** 次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 (1) 契約者が接続供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ～ト　（略） チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。 リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。 (ｲ)～(ﾊ)（略） (2) （略） (3) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ～ニ　（略） ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
~~ホ~~　発電契約者は，発電者にこの約款における発電者に係る規定を遵守させること。 ~~ヘ~~　発電者がこの約款における発電者に係る規定を遵守する旨の承諾をすること。	へ　発電契約者が，原則として，19（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，35（支払義務の発生および支払期日）(4)に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。 ト　発電契約者が，36（料金その他の支払方法）(3)ロの場合を除き，19（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。 チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。 リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。 ヌ　発電契約者は，発電者にこの約款における発電者に係る規定を遵守させること。 ル　発電者がこの約款における発電者に係る規定を遵守する旨の承諾をすること。 ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。 なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。 (4)　発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生ずる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。 ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。 ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ホ　発電者が，原則として，19（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。 ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。 ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。
(4)　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ～ヘ　（略）	(5)　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ～ヘ　（略）
９　検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者，発電契約者または需要抑制契約者から申込みをしていただきます。	**９　検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者，発電契約者または需要抑制契約者から申込みをしていただきます。

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
(1)～(3)　（略） (4)　~~接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給~~契約の申込み 契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。），８（契約の要件）(3)ﾊの発電者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。）または８（契約の要件）(4)へおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。）をあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。 なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合には，８（契約の要件）(1)~~チ~~または(2)ニに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じ，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。 また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。 イ～ロ　（略） ハ　発電量調整供給の場合	(1)～(3)　（略） (4)　契約の申込み 契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。），８（契約の要件）(3)ホに定める要件を満たすことを証明する文書（当社所定の様式によっていただきます。）および８（契約の要件）(3)ﾙの発電者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。）または８（契約の要件）(5)へおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。）をあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。 なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合には，８（契約の要件）(1)ﾘまたは(2)ニに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じ，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。 また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(5)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。 イ～ロ　（略） ハ　発電量調整供給の場合 (ｲ)　発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
(ｲ) 契約受電電力 (ﾛ) 予備送電サービスを希望される場合は，予備送電サービス契約電力 (ﾊ) 発電量調整受電計画電力 (ﾆ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値 (ﾎ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (ﾍ) 連絡体制 ニ　（略） (5)～(7)　（略）	(ﾛ) 契約受電電力および同時最大受電電力 (ﾊ) 予備送電サービスを希望される場合は，予備送電サービス契約電力 (ﾆ) 発電量調整受電計画電力 (ﾎ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値 (ﾍ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (ﾄ) 連絡体制 ニ　（略） (5)～(7)　（略）
10　契約の成立および契約期間 (1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。 (2) 契約期間は，次によります。 イ　（略） ~~ロ~~　振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約~~，発電量調整供給契約~~または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。また，~~発電量調整供給または~~需要抑制量調整供給の場合で，契約期間満了に先だって~~発電量調整供給契約または~~需要抑制量調整供給契約の消滅または変更がない場合は，~~発電量調整供給契約または~~需要抑制量調整供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。	**10　契約の成立および契約期間** (1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。 (2) 契約期間は，次によります。 イ　（略） ロ　発電量調整供給の場合 (ｲ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において臨時接続送電サービスが適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。 (ﾛ) 契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 (ﾊ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において臨時接続送電サービスが適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。 ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。また，需要抑制量調整供給の場合で，契約期間満了に先だって需要抑制量調整供給契約の消滅または変更がない場合は，需要抑制量調整供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。
11　託送供給等の開始 (1) 当社は，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日を定め，接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の準備その他必要な手続きを経たの	**11　託送供給等の開始** (1) 当社は，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日を定め，接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の準備その他必

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
ち，すみやかに接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を開始いたします。 (2)　（略）	要な手続きを経たのち，すみやかに接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を開始いたします。 (2)　（略）
15　契約および託送供給等の単位 (1)～(2)　（略） (3) 当社は，次の場合を除き，１需要場所につき，１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって接続供給を行ない，１発電場所につき，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。 イ～ハ　（略） ニ　~~23~~（予備送電サービス）をあわせて契約する場合 ホ～チ　（略） (4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。 なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 また，再生可能エネルギー発電設備（~~再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「~~再生可能エネルギー特別措置法~~」といいます。〕~~第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，~~再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「~~特定契約~~」といいます。〕~~により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。 イ～ハ　（略） (5) 需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。	**15　契約および託送供給等の単位** (1)～(2)　（略） (3) 当社は，次の場合を除き，１需要場所につき，１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって接続供給を行ない，１発電場所につき，１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。 イ～ハ　（略） ニ　22（予備送電サービス）をあわせて契約する場合 ホ～チ　（略） (4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，１系統連系受電契約を結びます。 なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。 イ～ハ　（略） (5) 需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる32（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。	当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。 また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる32（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。
16　承諾の限界 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，料金および~~この~~約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況（既に消滅しているものを含む他の接続供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合を含みます。）その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	16　承諾の限界 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況（既に消滅しているものを含む他の接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合および既に消滅しているものを含む当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合を含みます。）その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。
Ⅲ　サービスおよび料金	Ⅲ　サービスおよび料金
18　サービス (1)　（略） ~~(2)　契約者が当社から振替供給を受ける場合は，22（振替送電サービス）を契約していただきます。~~ (~~3~~)　発電契約者が当社から発電量調整供給を受ける場合は，24（発電量調整受電計画差対応電力）および 27（給電指令時補給電力）を契約していただきます。 (~~4~~)　需要抑制契約者が当社から需要抑制量調整供給を受ける場合は，26（需要抑制量調整受電計画差対応電力）を契約していただきます。 (~~5~~)　契約者または発電契約者は，希望により，(1)または(~~3~~)にあわせて，~~23~~（予備送電サービス）を契約することができます。	18　サービス (1)　（略） (2)　発電契約者が当社から発電量調整供給を受ける場合は，24（発電量調整受電計画差対応電力）および 27（給電指令時補給電力）を契約していただきます。 (3)　需要抑制契約者が当社から需要抑制量調整供給を受ける場合は，26（需要抑制量調整受電計画差対応電力）を契約していただきます。 (4)　契約者または発電契約者は，希望により，(1)または(2)にあわせて，22（予備送電サービス）を契約することができます。
19　料　　金 料金は，次のとおりといたします。 (1)　契約者に係る料金 イ　（略） ロ　日程等別料金は，20（接続送電サービス）(3)によって算定された接続送電サービス料金，21（臨時接続送電サービス）(3)によって算定された臨時接続送電サービス料金および23（予備送電サービス）(3)によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)または(ﾎ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定~~（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）~~いたします。	19　料　　金 料金は，次のとおりといたします。 (1)　契約者に係る料金 イ　（略） ロ　日程等別料金は，20（接続送電サービス）(3)によって算定された接続送電サービス料金，21（臨時接続送電サービス）(3)によって算定された臨時接続送電サービス料金および22（予備送電サービス）(3)によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)または(ﾎ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
(ｲ)～(ﾎ)　(略) ~~ハ　近接性評価割引~~ ~~(ｲ) 適　　用~~ ~~契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。~~ ~~なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。~~ ~~(ﾛ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施~~ ~~ａ　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。~~ ~~ｂ　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。~~ ~~ｃ　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，ｂに準じて割引を行ないます。~~ (2)　(略) (~~3~~) 需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，26（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。	(ｲ)～(ﾎ)　(略) (2)　(略) (3) 発電者に係る料金 イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。 ロ　系統連系受電サービス料金は，23（系統連系受電サービス）(3)によって，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。 (ｲ) 検 針 日 (ﾛ) 発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ﾊ) 32（電力および電力量の算定）(28)ロの場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日 ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。 (4) 需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，26（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。
20　接続送電サービス (1)～(2)　(略)	**20　接続送電サービス** (1)～(2)　(略)

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
(3) 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。 イ　低圧で供給する場合 (ｲ) 電灯定額接続送電サービス a ～ c　（略） d　接続送電サービス料金 （略） (a) 電灯料金 i　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。	(3) 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。 イ　低圧で供給する場合 (ｲ) 電灯定額接続送電サービス a ～ c　（略） d　接続送電サービス料金 （略） (a) 電灯料金 i　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。
10 ワットまでの１灯につき　~~39 円 49 銭~~ 10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき　~~78 円 97 銭~~ 20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき　~~157 円 94 銭~~ 40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき　~~236 円 91 銭~~ 60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき　~~394 円 85 銭~~ 100 ワットをこえる１灯につき 100 ワットまでごとに　~~394 円 85 銭~~	10 ワットまでの１灯につき　37 円 91 銭 10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき　75 円 80 銭 20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき　151 円 61 銭 40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき　227 円 41 銭 60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき　379 円 03 銭 100 ワットをこえる１灯につき 100 ワットまでごとに　379 円 03 銭
ii ～ iii　（略） (b) 小型機器料金 （略）	ii ～ iii　（略） (b) 小型機器料金 （略）
50ボルトアンペアまでの１機器につき　~~117 円 79 銭~~ 50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき　~~235 円 57 銭~~ 100ボルトアンペアをこえる１機器につき100ボルトアンペアまでごとに　~~235 円 57 銭~~	50ボルトアンペアまでの１機器につき　113 円 06 銭 50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき　226 円 13 銭 100ボルトアンペアをこえる１機器につき100ボルトアンペアまでごとに　226 円 13 銭
e　（略） (ﾛ) 電灯標準接続送電サービス a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a)　（略）	e　（略） (ﾛ) 電灯標準接続送電サービス a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a)　（略）

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
(b) 電力量料金 （略）	(b) 電力量料金 （略）
1 キロワット時につき　~~8 円 38 銭~~	1 キロワット時につき　7 円 91 銭
(ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a) （略） (b) 電力量料金 （略） i　昼間時間	(ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a) （略） (b) 電力量料金 （略） i　昼間時間
1 キロワット時につき　~~8 円 93 銭~~	1 キロワット時につき　8 円 43 銭
ii　夜間時間	ii　夜間時間
1 キロワット時につき　~~7 円 74 銭~~	1 キロワット時につき　7 円 29 銭
(ニ) 電灯従量接続送電サービス a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略）	(ニ) 電灯従量接続送電サービス a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略）
1 キロワット時につき　~~11 円 90 銭~~	1 キロワット時につき　11 円 43 銭
(ホ) 動力標準接続送電サービス a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a) （略） (b) 電力量料金 （略）	(ホ) 動力標準接続送電サービス a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a) （略） (b) 電力量料金 （略）
1 キロワット時につき　~~6 円 68 銭~~	1 キロワット時につき　6 円 07 銭
(c) （略）	(c) （略）

託送供給等約款（旧） （2023年12月27日実施）	託送供給等約款（新） （2024年４月１日実施予定）
d　（略） (ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス a～b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a)　（略） (b) 電力量料金 （略） i　昼間時間 1キロワット時につき　~~7円13銭~~ ii　夜間時間 1キロワット時につき　~~6円19銭~~ (c)　（略） d　（略） (ﾄ) 動力従量接続送電サービス a～b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） 1キロワット時につき　~~15円70銭~~ d　（略） ロ　高圧で供給する場合 (ｲ) 高圧標準接続送電サービス a～b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a)　（略） (b) 電力量料金 （略） 1キロワット時につき　~~2円74銭~~ (ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス	d　（略） (ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス a～b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a)　（略） (b) 電力量料金 （略） i　昼間時間 1キロワット時につき　6円49銭 ii　夜間時間 1キロワット時につき　5円64銭 (c)　（略） d　（略） (ﾄ) 動力従量接続送電サービス a～b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） 1キロワット時につき　15円10銭 d　（略） ロ　高圧で供給する場合 (ｲ) 高圧標準接続送電サービス a～b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a)　（略） (b) 電力量料金 （略） 1キロワット時につき　2円21銭 (ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a)　（略） (b)　電力量料金 （略） i　昼間時間 1 キロワット時につき　~~2 円 99 銭~~ ii　夜間時間 1 キロワット時につき　~~2 円 48 銭~~	a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a)　（略） (b)　電力量料金 （略） i　昼間時間 1 キロワット時につき　2 円 39 銭 ii　夜間時間 1 キロワット時につき　2 円 00 銭
(ハ)　高圧従量接続送電サービス a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） 1 キロワット時につき　~~10 円 41 銭~~	(ハ)　高圧従量接続送電サービス a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） 1 キロワット時につき　9 円 88 銭
ハ　特別高圧で供給する場合 (イ)　特別高圧標準接続送電サービス a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a)　（略） (b)　電力量料金 （略） 1 キロワット時につき　~~1 円 30 銭~~	ハ　特別高圧で供給する場合 (イ)　特別高圧標準接続送電サービス a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a)　（略） (b)　電力量料金 （略） 1 キロワット時につき　0 円 88 銭
(ロ)　特別高圧時間帯別接続送電サービス a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a)　（略） (b)　電力量料金	(ロ)　特別高圧時間帯別接続送電サービス a ～ b　（略） c　接続送電サービス料金 （略） (a)　（略） (b)　電力量料金

<table>
<tr><th>託送供給等約款（旧）
（2023 年 12 月 27 日実施）</th><th>託送供給等約款（新）
（2024 年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td>（略）
ｉ　昼間時間
<table><tr><td>１キロワット時につき</td><td>~~1 円 40 銭~~</td></tr></table>
ii　夜間時間
<table><tr><td>１キロワット時につき</td><td>~~1 円 20 銭~~</td></tr></table>
(ﾊ) 特別高圧従量接続送電サービス
ａ～ｂ　（略）
ｃ　接続送電サービス料金
（略）
<table><tr><td>１キロワット時につき</td><td>~~7 円 16 銭~~</td></tr></table>
ニ～ホ　（略）
(4)～(5)　（略）</td><td>（略）
ｉ　昼間時間
<table><tr><td>１キロワット時につき</td><td>0 円 92 銭</td></tr></table>
ii　夜間時間
<table><tr><td>１キロワット時につき</td><td>0 円 85 銭</td></tr></table>
(ﾊ) 特別高圧従量接続送電サービス
ａ～ｂ　（略）
ｃ　接続送電サービス料金
（略）
<table><tr><td>１キロワット時につき</td><td>6 円 74 銭</td></tr></table>
ニ～ホ　（略）
(4)～(5)　（略）</td></tr>
<tr><td>21　臨時接続送電サービス
(1)～(2)　（略）
(3) 臨時接続送電サービス料金
（略）
イ　低圧で供給する場合
(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス
ａ～ｂ　（略）
ｃ　接続送電サービス料金
（略）
<table><tr><td>総容量が50ボルトアンペアまでの場合</td><td>~~3 円 49 銭~~</td></tr><tr><td>総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合</td><td>~~6 円 96 銭~~</td></tr><tr><td>総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに</td><td>~~6 円 96 銭~~</td></tr></table></td><td>21　臨時接続送電サービス
(1)～(2)　（略）
(3) 臨時接続送電サービス料金
（略）
イ　低圧で供給する場合
(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス
ａ～ｂ　（略）
ｃ　接続送電サービス料金
（略）
<table><tr><td>総容量が50ボルトアンペアまでの場合</td><td>3 円 34 銭</td></tr><tr><td>総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合</td><td>6 円 69 銭</td></tr><tr><td>総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに</td><td>6 円 69 銭</td></tr></table></td></tr>
</table>

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）

総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	~~69 円 66 銭~~
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	~~69 円 66 銭~~

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス
a ～ b　（略）
c　臨時接続送電サービス料金
（略）
(a)　（略）
(b) 電力量料金
（略）

１キロワット時につき	~~9 円 22 銭~~

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス
a ～ b　（略）
c　臨時接続送電サービス料金
（略）

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	~~102 円 20 銭~~

d　（略）
(ﾆ) 動力臨時接続送電サービス
a ～ b　（略）
c　臨時接続送電サービス料金
（略）
(a)　（略）
(b) 電力量料金
（略）

１キロワット時につき	~~8 円 01 銭~~

ロ　高圧で供給する場合
（略）
(ｲ)～(ﾛ)　（略）
(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	66 円 91 銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	66 円 91 銭

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス
a ～ b　（略）
c　臨時接続送電サービス料金
（略）
(a)　（略）
(b) 電力量料金
（略）

１キロワット時につき	8 円 70 銭

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス
a ～ b　（略）
c　臨時接続送電サービス料金
（略）

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	98 円 10 銭

d　（略）
(ﾆ) 動力臨時接続送電サービス
a ～ b　（略）
c　臨時接続送電サービス料金
（略）
(a)　（略）
(b) 電力量料金
（略）

１キロワット時につき	7 円 30 銭

ロ　高圧で供給する場合
（略）
(ｲ)～(ﾛ)　（略）
(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
（略） a　（略） b　電力量料金 （略） 1 キロワット時につき　~~3 円 29 銭~~ ハ　特別高圧で供給する場合 （略） (ｲ)～(ﾛ)　（略） (ﾊ)　臨時接続送電サービス料金 （略） a　（略） b　電力量料金 （略） 1 キロワット時につき　~~1 円 56 銭~~ ニ～ホ　（略） (4)　（略）	（略） a　（略） b　電力量料金 （略） 1 キロワット時につき　2 円 65 銭 ハ　特別高圧で供給する場合 （略） (ｲ)～(ﾛ)　（略） (ﾊ)　臨時接続送電サービス料金 （略） a　（略） b　電力量料金 （略） 1 キロワット時につき　1 円 06 銭 ニ～ホ　（略） (4)　（略）
~~22　振替送電サービス~~ ~~振替供給の場合で，供給地点において当社が契約者に供給する電気に適用いたします。~~	（削　除）
~~23~~　予備送電サービス (1)～(5)　（略）	22　予備送電サービス (1)～(5)　（略）
（新　設）	23　系統連系受電サービス (1)　適用範囲 小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。 (2)　系統連系受電課金対象電力 各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。 イ　発電場所が 1 発電バランシンググループに属している場合 (ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。 (ﾛ)　(ｲ)以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその 1 月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
	ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 (ｲ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。 (ﾛ) (ｲ)以外の場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 (ｲ) 臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (ﾛ) 接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。 (ﾊ) 接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア (ﾆ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ﾎ) 附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット (3) 系統連系受電サービス料金 系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。 イ　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。 系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　80 円 42 銭 ロ　電力量料金 電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　0 円 26 銭 ハ　系統設備効率化割引

<table>
<tr>
<th>託送供給等約款（旧）
（2023 年 12 月 27 日実施）</th>
<th>託送供給等約款（新）
（2024 年４月１日実施予定）</th>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>
系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。
(ｲ) 適　　用
ａ　系統設備効率化割引Ａ
受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ａ－１，Ａ－２またはＡ－３に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。
なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。
ｂ　系統設備効率化割引Ｂ
低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。
なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。
(ﾛ) 系統設備効率化割引単価
系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。
ａ　系統設備効率化割引Ａ単価
系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。
(a) 受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合
<table>
<tr><th></th><th>連系変電所等</th><th>単　価</th></tr>
<tr><td rowspan="3">系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき</td><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合</td><td>42 円 25 銭</td></tr>
<tr><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合</td><td>8 円 80 銭</td></tr>
<tr><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合</td><td>4 円 40 銭</td></tr>
</table>
(b) (a)以外の場合
<table>
<tr><th></th><th>連系変電所等</th><th>単　価</th></tr>
<tr><td>系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき</td><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合</td><td>42 円 25 銭</td></tr>
</table>
</td>
</tr>
</table>

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）

	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	17 円 60 銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	8 円 80 銭

ｂ　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－１の場合	33 円 36 銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－２の場合	13 円 66 銭

(ﾊ)　系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は，(2)の系統連系受電課金対象電力に(ﾛ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。

ニ　そ の 他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

Ⅳ　料金の算定および支払い	Ⅳ　料金の算定および支払い
29　検　針　日 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。ただし，やむをえない事情のある場合は，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針することがあります。 なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で20（接続送電サービス）(2)ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかか	29　検　針　日 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。ただし，やむをえない事情のある場合は，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針することがあります。 なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で20（接続送電サービス）(2)ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかか

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
わらず，毎月１日といたします。~~ただし~~，受電地点および供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，~~契約者または発電契約者と当社との協議によって，~~受電地点における検針日と供給地点における検針日~~を~~同一の日と~~することがあります~~。 (2)～(5)　（略）	わらず，毎月１日といたします。 また，受電地点および供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。 (2)～(5)　（略）
30　料金の算定期間 (1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　当社があらかじめ契約者に~~電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「~~計量日~~」と~~いいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。 ハ　（略） ~~(2)~~ 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。	**30　料金の算定期間** (1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。 ハ　（略） (2) 系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。 (3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。
31　計　　量 (1) 受電地点ごとの発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，供給地点ごとの接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30 分単位	**31　計　　量** (1) 受電地点ごとの発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，供給地点ごとの接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
で計量いたします。 (2)　（略）	位の電圧で，30 分単位で計量いたします。 (2)　（略）
32　電力および電力量の算定 (1)　（略） (2) 発電量調整受電電力量 イ～ロ　（略） (3)～(25)　（略） (26) 29（検針日）(2)または(3)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，原則として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。 (27)　（略） (28) そ の 他 イ　（略） ロ　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できなかった場合または電力量の算定に計量値等を用いることが適当でない場合には，別表８（電力量の協定）を基準として，電力量または最大需要電力等は，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できなかったときまたは計量情報等を伝送することができなかったときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。 ハ　受電地点または供給地点ごとの計量等の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。	**32　電力および電力量の算定** (1)　（略） (2) 発電量調整受電電力量 イ～ロ　（略） ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，その30分の受電地点で計量された電力量といたします。 また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30分ごとの発電量調整受電電力量を，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。 (3)～(25)　（略） (26) 29（検針日）(2)または(3)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，原則として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。 (27)　（略） (28) そ の 他 イ　（略） ロ　計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できなかった場合または電力量の算定に計量値等を用いることが適当でない場合には，別表８（電力量の協定）を基準として，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できなかったときまたは計量情報等を伝送することができなかったときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。 ハ　受電地点または供給地点ごとの計量等の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。 なお，発電者への受電地点の計量等の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。
34　料金の算定 (1) 送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。 イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合 ロ　（略）	**34　料金の算定** (1) 送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。 イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合 ロ　（略） ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
~~ハ~~　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合	ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合
~~ニ~~　30（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。	ホ　30（料金の算定期間）(1)イまたは(2)イの場合で供給側検針期間または受電側検針期間の日数がその供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
~~ホ~~　30（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。	ヘ　30（料金の算定期間）(1)ロまたは(2)ロの場合で供給側計量期間または受電側計量期間の日数がその供給側計量期間または受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
(2) 当社は，(1)ロ，ハ，ニ~~または~~ホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの接続送電サービス料金，予備送電サービス料金~~または~~ピークシフト割引額について，次の算式により日割計算をいたします。	(2) 当社は，(1)ロ，ハ，ニ，ホまたはへの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額について，次の算式により日割計算をいたします。
イ　基本料金，定額接続送電サービスの接続送電サービス料金または予備送電サービス料金を日割りする場合	イ　基本料金，定額接続送電サービスの接続送電サービス料金または予備送電サービス料金を日割りする場合
１月の該当料金 × 日割計算対象日数 / 検針期間の日数	１月の該当料金 × 日割計算対象日数 / 供給側検針期間または受電側検針期間の日数
ただし，(1)~~ニ~~または~~ホ~~に該当する場合は，	ただし，(1)ホまたはへに該当する場合は，
１月の該当料金 × 日割計算対象日数 / 暦　日　数	１月の該当料金 × 日割計算対象日数 / 暦　日　数
といたします。	といたします。
ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合	ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合
１月の該当割引額 × 日割計算対象日数 / 暦　日　数	１月の該当割引額 × 日割計算対象日数 / 供給側検針期間または受電側検針期間の日数
ただし，(1)~~ニ~~または~~ホ~~に該当する場合は，	ただし，(1)ホまたはへに該当する場合は，
１月の該当割引額 × 日割計算対象日数	１月の該当割引額 × 日割計算対象日数 / 暦　日　数

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
暦　日　数 といたします。 (3) (1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)~~ハ~~の場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。 (4) 契約者が供給地点を新たに設定し，~~または~~供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点を新たに設定した場合 供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。 ロ　供給地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。 (~~5~~) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または 32（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。 (~~6~~) 30（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，~~または供給~~地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，計量日といたします。 (~~7~~) 契約者が供給地点を新たに設定し，~~または供給~~地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点を新たに設定した場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 ロ　供給地点を消滅させる場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の	といたします。 (3) (1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。 (4) (1)ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。 (5) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。 ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。 (6) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または 32（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。 (7) 30（料金の算定期間）(1)ロまたは(2)ロの場合は，(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，供給側計量期間または受電側計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。 (8) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	の日数といたします。
(~~8~~) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。 イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。 ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。	(9) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。 イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。 ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。
(~~9~~) 供給地点への接続供給の停止期間中の~~接続送電サービス~~料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。	(10) 供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。
35　支払義務の発生および支払期日 (1) 日程等別料金の支払義務は，当該日程等別料金に係る 19（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生するものといたします。	**35　支払義務の発生および支払期日** (1) 日程等別料金の支払義務は，当該日程等別料金に係る 19（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生するものといたします。 (2) 系統連系受電サービス料金の支払義務は，当該系統連系受電サービス料金に係る 19（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生するものといたします。
(~~2~~) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，32（電力および電力量の算定）(28)ロの場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。	(3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，32（電力および電力量の算定）(28)ロの場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。
(~~3~~) (1)の日程等別料金または(~~2~~)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払期日が金融機関の休業日の場合は，支払期日を直後の金融機関の休業日でない日まで延期するものといたします。 イ　（略） ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合 ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合 ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合 ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合 ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契	(4) (1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払期日が金融機関の休業日の場合は，支払期日を直後の金融機関の休業日でない日まで延期するものといたします。 イ　（略） ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合 ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合 ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合 ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合 ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者ま

託送供給等約款（旧） （2023年12月27日実施）	託送供給等約款（新） （2024年４月１日実施予定）
約者に通知した場合 (4) 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。 イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 なお，(3)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生ずるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。 (5) 当社は，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払期日が金融機関の休業日の場合は，支払期日を直後の金融機関の休業日でない日まで延期するものといたします。	たは需要抑制契約者に通知した場合 (5) 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 なお，(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生ずるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。 (6) 当社は，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払期日が金融機関の休業日の場合は，支払期日を直後の金融機関の休業日でない日まで延期するものといたします。
36　料金その他の支払方法 (1) 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　料金および工事費負担金その他については，そのつど，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。 ロ～ニ　（略） (2)　（略）	**36　料金その他の支払方法** (1) 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　契約者の料金および工事費負担金その他については，そのつど，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。 ロ～ニ　（略） (2)　（略） (3) 発電者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。 なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。 ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。 (ｲ) 発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合 (ﾛ) 発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
	場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。 (ﾊ) その他当社が必要と認めた場合 ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。 (ｲ) イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。 (ﾛ) ロの当社が指定した金融機関を通じた当社銀行口座への振込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。 ニ　料金が支払期日までに支払われない場合は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。 ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。
(3) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ～ニ　（略） (4) 当社の料金その他の支払方法は，次によります。 イ～ハ　（略）	(4) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ～ニ　（略） (5) 当社の料金その他の支払方法は，次によります。 イ～ハ　（略）
37　保　証　金 (1)～(2)　（略）	37　保　証　金 (1)～(2)　（略） (3) 発電者の場合は，次によります。 イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかった発電者，または新たに受電地点の設定を希望され，もしくは同時最大受電電力を増加する発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。 ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。 なお，ハにより保証金を預けていただく場合は，そのときからあらためて２年以内の預かり期間を設定いたします。 ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。この場合，当社は，あらためてイによって算定した金額と充当後の残額との差額を預けていただくことがあります。 ニ　当社は，保証金について利息を付しません。 ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金を発電者にお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
(3) 需要抑制契約者の場合は，次によります。	(4) 需要抑制契約者の場合は，次によります。

託送供給等約款（旧） （2023年12月27日実施）	託送供給等約款（新） （2024年４月１日実施予定）
イ～ホ　（略）	イ～ホ　（略）
Ⅴ　供　　給	**Ⅴ　供　　給**
42　受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済 (1)～(2)　（略） ~~(3)　当社は，接続供給において，40（受電および供給の中止）または41（給電指令の実施等）(2)もしくは(3)によって，契約者への供給を中止し，または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，割引いたしません。~~ ~~イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。~~ ~~(ｲ) 割引の対象~~ ~~電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定された所定の１月の金額といたします。~~ ~~(ﾛ) 割 引 率~~ ~~１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。~~ ~~(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算~~ ~~延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。~~ ~~ロ　高圧で供給する場合で接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のとき，または特別高圧で供給する場合~~ ~~(ｲ) 割引の対象~~ ~~当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定された所定の１月の金額といたします。~~ ~~(ﾛ) 割 引 率~~ ~~１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。~~ ~~(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算~~ ~~延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。~~ ~~なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。~~ ~~(算　式)~~ ~~a　接続供給電力を制限した場合~~	42　受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済 (1)～(2)　（略）

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
~~$H' = H \times \frac{D-d}{D}$~~ ~~H’＝修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）~~ ~~H ＝制限時間~~ ~~D ＝当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力~~ ~~d ＝制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値~~ ~~b　接続供給電力量を制限した場合~~ ~~$H' = H \times \frac{A-B}{A}$~~ ~~H’＝修正時間~~ ~~H ＝制限時間~~ ~~A ＝制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定された推定接続供給電力量といたします。）~~ ~~B ＝制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量~~ ~~c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。~~	(3) 当社は，発電量調整供給において，40（受電および供給の中止）または 41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ホ，ヘ，トもしくは(3)によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，41（給電指令の実施等）(2)ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または 41（給電指令の実施等）(2)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，割引いたしません。 イ　低圧で受電する場合，または高圧で受電する場合で同時最大受電電力が500キロワット未満のとき。 (ｲ) 割引の対象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定された所定の１月の金額といたします。 (ﾛ) 割 引 率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 (ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で受電する場合で同時最大受電電力が500キロワット以上のとき，または特別高圧で受電する場合

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
	(ｲ) 割引の対象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定された所定の１月の金額といたします。 (ﾛ) 割 引 率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに 0.2 パーセントといたします。 (ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　式） a　発電量調整受電電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ H’ ＝ 修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H ＝ 制限時間 D ＝ 当該受電地点の同時最大受電電力 d ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値 b　発電量調整受電電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A-B}{A}$ H’ ＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 A ＝ 制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量（発電者の平常操業時の発電量調整受電電力量の実績等にもとづき算定された推定発電量調整受電電力量といたします。） B ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量 c　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。
(4) (3)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が~~契約者~~に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，料金算定期間の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。 ~~なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。~~	(4) (3)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，料金算定期間の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。
	(5) 当社は，接続供給において，40（受電および供給の中止）または 41（給電指令の実施等）(2)もしくは(3)によって，契約者への供給を中止し，または需要者の電気の使用を制限し，ま

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
（~~5~~）~~23~~（予備送電サービス）に対する利用の制限または中止についても~~(3)および(4)に準じて割引を行ない~~料金~~を算定いたします~~。 （~~6~~）当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	たは中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。 （6）22（予備送電サービス）に対する利用の制限または中止についても，これにともなう料金の減額は行ないません。 （7）当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
43　適正契約の保持等 （1）当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 （2）当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合は，契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 （3）（略）	**43　適正契約の保持等** （1）当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 （2）当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合は，契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 （3）（略）
44　契約超過金 （1）（略）	**44　契約超過金** （1）（略） （2）発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。 なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。 イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 （ｲ）同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。 （ﾛ）同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 （ｲ）同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
	受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (ﾛ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 (ｲ) 臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (ﾛ) 接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。 (ﾊ) 接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア (ﾆ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ﾎ) 附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット
~~(2) 契約超過金は，~~契約電力をこえて使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに契約者から支払っていただきます。 なお，契約超過金が支払期日までに支払われない場合は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。	(3) 契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。 イ　契約者の場合 契約電力をこえて使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに契約者から支払っていただきます。 なお，契約超過金が支払期日までに支払われない場合は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。 ロ　発電者の場合 同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，発電者から支払っていただきます。 なお，契約超過金が支払期日までに支払われない場合は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。
46　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施	46　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (1)～(5)　（略） (6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務	当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (1)～(5)　（略） (6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務
48　託送供給等の停止 (1)　（略） (2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社がその旨を契約者，発電契約者または該当する者に警告しても改めない場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　（略） ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，~~または~~電気を使用された場合 ハ～ヘ　（略） (3) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~発電契約者にその改善を求めた場合で，43（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への変更に応じていただけないときには，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　（略） ロ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合 ハ　（略） (4)～(5)　（略）	**48　託送供給等の停止** (1)　（略） (2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社がその旨を契約者，発電契約者，発電者または該当する者に警告しても改めない場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　（略） ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合 ハ～ヘ　（略） (3) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，43（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への変更に応じていただけないときには，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　（略） ロ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合 ハ　（略） (4)～(5)　（略）
50　託送供給停止期間中の料金 48（託送供給等の停止）によって託送供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく接続送電サービス~~または~~臨時接続送電サービスを利用されない場合の月額料金を34（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。	**50　託送供給等の停止期間中の料金** 48（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは系統連系受電サービスを利用されない場合の月額料金を34（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。
51　違　約　金 (1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。 イ～ロ　（略） (2) (1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3) 不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。	**51　違　約　金** (1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。 イ～ロ　（略） (2) (1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3) 不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
52　損害賠償の免責 (1)～(2)　（略） (3) 48（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 58（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (4)～(5)　（略）	**52　損害賠償の免責** (1)～(2)　（略） (3) 48（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 58（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (4)～(5)　（略）
Ⅵ　契約の変更および終了	**Ⅵ　契約の変更および終了**
54　契約の変更 (1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生ずる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。 ~~(2)~~ 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。 イ～ハ　（略） ~~(3)~~ （略）	**54　契約の変更** (1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生ずる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。 (2) 契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。 ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。 イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。 ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。 (ｲ) 当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。 (ﾛ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。 (3) 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。 イ～ハ　（略） (4) （略）
55　名義の変更	**55　名義の変更**

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
営業譲渡，合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を希望される場合で，当社が承諾したときには，名義変更の手続きをいたします。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社に文書（当社所定の様式によっていただきます。）により申し出ていただきます。	営業譲渡，合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を希望される場合で，当社が承諾したときには，名義変更の手続きをいたします。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社に文書（当社所定の様式によっていただきます。）により申し出ていただきます。
56　契約の廃止 (1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとする場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとする場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとする場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に文書（当社所定の様式によっていただきます。）により申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者，発電契約者または需要抑制契約者から通知された廃止期日に接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。	**56　契約の廃止** (1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとする場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとする場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとする場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとする場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に文書（当社所定の様式によっていただきます。）により申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者，発電契約者または需要抑制契約者から通知された廃止期日に接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 (2) 当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。
(~~2~~) 接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，58（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。	(3) 接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，58（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ　当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。
(~~3~~) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者	(4) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。 (5) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
57　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 (1)　(略) イ　(略) ロ　発電量調整供給の場合 (ｲ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。 (ﾛ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。 (2)～(3)　(略)	**57　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算** (1)　(略) イ　(略) ロ　発電量調整供給の場合 (ｲ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。 (ﾛ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。 (2)～(3)　(略)
58　解　約　等 (1) 当社は，次の場合には，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 ~~なお，~~この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。 また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。 イ　(略) ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合 (ｲ) (略) ~~(ﾛ)~~ 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合 ~~(ﾊ)~~ 料金以外の債務を支払われない場合	**58　解　約　等** (1) 当社は，次の場合には，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。 また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。 イ　(略) ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合 (ｲ) (略) (ﾛ) 発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。 (ﾊ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合 (ﾆ) 料金以外の債務を支払われない場合 (ﾎ) 当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，43（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への変更に応じていただけないとき。 (ｲ)～(ﾎ)　（略） (ﾍ)　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合 (ﾄ)　（略） (2)　（略）	ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，43（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への変更に応じていただけないとき。 (ｲ)～(ﾎ)　（略） (ﾍ)　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合 (ﾄ)　（略） (2)　（略） (3)　発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。 (4)　発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。 なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 (5)　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
59　契約消滅後の債権債務関係 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。	59　契約消滅後の債権債務関係 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。
Ⅷ　工事費の負担	Ⅷ　工事費の負担

託送供給等約款（旧） （2023年12月27日実施）	託送供給等約款（新） （2024年４月１日実施予定）
70　受電地点への供給設備の工事費負担金 (1)　（略） (2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　（略） ロ　受電地点において~~23~~（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない，当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，受電側接続設備に該当する範囲といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (3)～(7)　（略）	**70　受電地点への供給設備の工事費負担金** (1)　（略） (2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　（略） ロ　受電地点において22（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない，当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，受電側接続設備に該当する範囲といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (3)～(7)　（略）
74　供給地点への特別供給設備の工事費負担金 (1)　（略） (2) 20（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために20（接続送電サービス）を利用される場合，または供給地点において~~23~~（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない，当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，供給側接続設備に該当する範囲といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。	**74　供給地点への特別供給設備の工事費負担金** (1)　（略） (2) 20（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために20（接続送電サービス）を利用される場合，または供給地点において22（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない，当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，供給側接続設備に該当する範囲といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。
76　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定 74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および75（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）の場合の工事費は，次により算定いたします。 (1)～(5)　（略） (6) 74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）(2)の場合の工事費は，次によります。 イ　（略） ロ　特別高圧で供給する場合 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，(1)にかかわらず，73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ)およびロによって算定いたします。 なお，~~23~~（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，一般供給設備と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ)の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。 (7)～(8)　（略）	**76　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定** 74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および75（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）の場合の工事費は，次により算定いたします。 (1)～(5)　（略） (6) 74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）(2)の場合の工事費は，次によります。 イ　（略） ロ　特別高圧で供給する場合 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，(1)にかかわらず，73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ)およびロによって算定いたします。 なお，22（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，一般供給設備と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ)の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。 (7)～(8)　（略）
附　　則	**附　　則**
1　この約款の実施期日 この約款は，202~~3~~年~~12~~月~~27~~日から実施いたします。	**1　この約款の実施期日** この約款は，2024年４月１日から実施いたします。
4　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置	**4　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置**

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1) 適用範囲 イ～ロ　（略） ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等に~~従って~~揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。 (2)～(5)　（略）	(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1) 適用範囲 イ～ロ　（略） ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。 (2)～(5)　（略）
5　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） (1)～(2)　（略） (3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，54（契約の変更）(~~2~~)に準じて契約を変更していただくことがあります。 (4)～(6)　（略） (7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。 イ　（略） ロ　契約および発電量調整供給の単位 当社は，15（契約および託送供給等の単位）(3)にかかわらず，１発電場所に~~つき，~~１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ～ホ　（略） (8)　（略） (9)　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。	**5　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）** (1)～(2)　（略） (3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，54（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。 (4)～(6)　（略） (7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。 イ　（略） ロ　契約および発電量調整供給の単位 当社は，15（契約および託送供給等の単位）(3)にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ～ホ　（略） (8)　（略） (9)　その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。
6　受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 受電地点の電力量ならびに供給地点の電力量および最大需要電力等は，31（計量）の規定にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，受電地点の電力量または供給地点の電力量もしくは最大需要電力等は，計量された受電地点の電力量または供給地点の電力量もしくは最大需要電力等を受電電圧または供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	**6　受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い** 受電地点の電力量および最大連系電力等ならびに供給地点の電力量および最大需要電力等は，31（計量）の規定にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，受電地点の電力量もしくは最大連系電力等または供給地点の電力量もしくは最大需要電力等は，計量された受電地点の電力量もしくは最大連系電力等または供給地点の電力量もしくは最大需要電力等を受電電圧または供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。
10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 (1)　（略） (2)　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置	**10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置** (1)　（略） (2)　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
イ～ロ　（略） ハ　附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロ~~もしくは~~イ(ﾛ)~~または~~ロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	イ～ロ　（略） ハ　附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロまたはイ(ﾛ)もしくはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
12　バランシンググループの設定に係る特別措置 （略） (1)　（略） (2) 契約者の要件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。 イ～ホ　（略） (3)　（略） (4) 料　　金 イ～ハ　（略） ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，27（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ)　（略） (ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 ａ～ｃ　（略） ｄ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等~~もしくは~~ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約に	**12　バランシンググループの設定に係る特別措置** （略） (1)　（略） (2) 契約者の要件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(5)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。 イ～ホ　（略） (3)　（略） (4) 料　　金 イ～ハ　（略） ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，27（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ)　（略） (ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 ａ～ｃ　（略） ｄ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等または ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
よるものといたします。 (5)～(6)　（略） (7) 解　約　等 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，43（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への変更に応じていただけないときには，58（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)または(2)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(3)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニ，ホもしくはヘまたは(2)を欠くに至った場合 ロ～ニ　（略） (8)～(9)　（略）	によるものといたします。 (5)～(6)　（略） (7) 解　約　等 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，43（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への変更に応じていただけないときには，58（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)または(2)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(3)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(5)ロ，ハ，ニ，ホもしくはヘまたは(2)を欠くに至った場合 ロ～ニ　（略） (8)～(9)　（略）
~~13　近接性評価割引額の算定についての特別措置~~ ~~(1) 契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。~~ ~~イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。~~ ~~ロ　契約者が，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。~~ ~~ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則12〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。~~ ~~(2) 契約者が，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。~~	（削　除）

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
~~14~~　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 (1) 当社は，41（給電指令の実施等）(2)　イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(~~6~~)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 (2) 当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(~~6~~)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備 (3) 当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(6)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	13　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 (1)　当社は，41（給電指令の実施等）(2)　イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(7)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 (2) 当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(7)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備 (3) 当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(7)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
（新　設）	14　系統連系受電サービス等についての特別措置 (1) 発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，23（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに 44（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。 なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，23（系統連系受電サービス）(2)ロおよび 44（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。 また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，23（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，１月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。 イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (イ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
	約等が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 (ﾛ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 (ﾊ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 ロ　イ(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。 当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。） なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (2) (1)の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。 なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。 また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 (3) 発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が 10 キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ﾊ)またはロ〔(1)イ(ﾊ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が 10 キ

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
	ロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が 10 未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された 30 分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が 10 キロワット未満のとき。 23（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 44（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。 ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が 10 以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された 30 分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が 10 キロワット以上のとき。 (ｲ) 23（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10 キロワットを同時最大受電電力とみなします。 (ﾛ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が 10 キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。 a　44（契約超過金）(2)イ(ｲ)またはロ(ｲ)における契約超過受電電力の算定上，10 キロワットを同時最大受電電力とみなします。 b　44（契約超過金）(2)イ(ﾛ)またはロ(ﾛ)における契約超過受電電力の算定上，10 キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。 (4)　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適用範囲 原則として，2024年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。 ロ　系統連系受電サービス料金等 23（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および44（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。 なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。 (ｲ) 系統連系受電課金対象電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
	等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (ﾛ) 発電量調整受電電力量 a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，32（電力および電力量の算定）(28)イただし書または附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。 b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，32（電力および電力量の算定）(28)イただし書または附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。 なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。 (ﾊ) 契約超過受電電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
	(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 (a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 (5) 揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，23（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。 イ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合 23（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 44（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。 ロ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合 発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，23（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。 (6) 発電設備等に係る供給地点において最終保障供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。 イ　19（料金）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。 ロ　23（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または 44（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力とみなします。 ハ　42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(3)において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。 ニ　56（契約の廃止）(4)または 58（解約等）(5)において，当社との電気の需給契約を接続供

<table>
<tr><th>託送供給等約款（旧）
（2023 年 12 月 27 日実施）</th><th>託送供給等約款（新）
（2024 年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td></td><td>給契約とみなします。
(7) 2024 年３月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。
イ　近接性評価地域
次の地域を近接性評価地域といたします。
<table><tr><th>都道府県</th><th>市町村</th></tr><tr><td>愛知県</td><td>豊橋市，一宮市，瀬戸市，半田市，春日井市，豊川市，津島市，刈谷市，安城市，西尾市，蒲郡市，犬山市，常滑市，江南市，小牧市，稲沢市，東海市，大府市，知立市，尾張旭市，高浜市，岩倉市，豊明市，日進市，田原市，愛西市，清須市，北名古屋市，弥富市，みよし市，あま市，長久手市，東郷町，豊山町，大口町，扶桑町，大治町，蟹江町，飛島村，阿久比町，東浦町，南知多町，美浜町，幸田町</td></tr><tr><td>静岡県</td><td>静岡市，浜松市，富士市，磐田市，焼津市，掛川市，藤枝市，袋井市，湖西市，御前崎市，菊川市，牧之原市，吉田町</td></tr><tr><td>三重県</td><td>四日市市，伊勢市，桑名市，鈴鹿市，亀山市，いなべ市，木曽岬町，東員町，朝日町，玉城町</td></tr><tr><td>岐阜県</td><td>岐阜市，多治見市，羽島市，土岐市，各務原市，瑞穂市，岐南町，笠松町，輪之内町，安八町，北方町，坂祝町，富加町</td></tr><tr><td>長野県</td><td>岡谷市，諏訪市，中野市，千曲市，南箕輪村，坂城町</td></tr></table>
ロ　受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価
23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。
ハ　受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価
23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。</td></tr>
<tr><td>（新　設）</td><td>15　2025 年３月 31 日までの給電指令の実施等についての特別措置
この約款実施の日から 2025 年３月 31 日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(5)または(6)にかかわらず，次のとおりといたします。
(1) 当社は，接続供給において，40（受電および供給の中止）または 41（給電指令の実施等）(2)もしくは(3)によって，契約者への供給を中止し，または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発</td></tr>
</table>

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
	電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，割引いたしません。 イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満のとき。 (ｲ) 割引の対象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定された所定の１月の金額といたします。 (ﾛ) 割 引 率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 (ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上のとき，または特別高圧で供給する場合 (ｲ) 割引の対象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定された所定の１月の金額といたします。 (ﾛ) 割 引 率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに 0.2 パーセントといたします。 (ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　式） a　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ H’＝ 修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H ＝ 制限時間 D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合

<table>
<tr><th>託送供給等約款（旧）
（2023 年 12 月 27 日実施）</th><th>託送供給等約款（新）
（2024 年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td></td><td>$$H' = H \times \frac{A-B}{A}$$
H’＝ 修正時間
H ＝ 制限時間
A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定された推定接続供給電力量といたします。）
B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量
c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。
(2) (1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，料金算定期間の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。
なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。
(3) 22（予備送電サービス）に対する利用の制限または中止についても(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。</td></tr>
<tr><td>（新　設）</td><td>16　料金についての切替措置
2024 年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，34（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。
なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における2024年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。</td></tr>
<tr><td>別　　表</td><td>別　　表</td></tr>
<tr><td>2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定
(1) 近接性評価地域
次の地域を近接性評価地域といたします。
<table><tr><th>都道府県</th><th>市町村</th></tr><tr><td>愛知県</td><td>豊橋市，一宮市，瀬戸市，半田市，春日井市，豊川市，津島市，刈谷市，安城市，西尾市，蒲郡市，犬山市，常滑市，江南市，小牧市，稲沢市，東海市，大府市，知立市，尾張旭市，高浜市，岩倉市，豊明市，日進市，田原市，愛西市，清須市，北名古屋市，弥富市，みよし市，あま市，長久手市，東郷町，豊山町，大口町，扶桑町，大治町，蟹江町，飛島村，阿久比町，東浦町，南知多町，美浜町，幸田町</td></tr><tr><td>静岡県</td><td>静岡市，浜松市，富士市，磐田市，焼津市，掛川市，藤枝市，袋井市，湖西市，御前崎市，菊川市，牧之原市，吉田町</td></tr><tr><td>三重県</td><td>四日市市，伊勢市，桑名市，鈴鹿市，亀山市，いなべ市，木曽岬町，東員町，朝日町，玉城町</td></tr></table></td><td>（削　除）</td></tr>
</table>

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）

岐阜県	岐阜市，多治見市，羽島市，土岐市，各務原市，瑞穂市，岐南町，笠松町，輪之内町，安八町，北方町，坂祝町，富加町
長野県	岡谷市，諏訪市，中野市，千曲市，南箕輪村，坂城町

なお，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

(2) 近接性評価割引額の算定

イ 近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合	63 銭
	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえ 140,000 ボルト以下の場合	32 銭
	受電電圧が標準電圧 140,000 ボルトをこえる場合	17 銭

ロ 近接性評価割引電力量

(イ) 近接性評価割引電力量は，次の a および b にもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を 30 分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

a 発電バランシンググループごとの電力量は，30 分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$$

b 発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係る a の電力量の算定上，その 30 分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量}}$$

(ロ) 契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(イ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

<table>
<tr><th>託送供給等約款（旧）
（2023 年 12 月 27 日実施）</th><th>託送供給等約款（新）
（2024 年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td>~~(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象計画電力量 / 契約者が調達する電力量~~

~~(ﾊ) 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。~~

~~(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象電力量 / 接続対象計画電力量~~

~~ハ 近接性評価割引額~~
~~近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに 30 分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値にｲに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。~~</td><td></td></tr>
<tr><td>（新　設）</td><td>２　系統設備効率化割引の対象変電所等
(1) 系統設備効率化割引の対象変電所等
次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

<table><tr><th>割引区分</th><th>割引対象変電所等</th></tr><tr><td>Ａ－１</td><td>犬山変電所（275 キロボルトと 77 キロボルトを連系する設備），牛島町変電所（275 キロボルトと 77 キロボルトを連系する設備，275 キロボルトと 33 キロボルトを連系する設備），新信濃変電所，関開閉所，中信変電所（275 キロボルトと 77 キロボルトを連系する設備），中濃変電所，東清水変電所，東山梨変電所（東京電力パワーグリッド株式会社の供給区域），北部変電所</td></tr><tr><td>Ａ－２</td><td>愛知変電所，安倍変電所（275 キロボルトと 77 キロボルトを連系する設備），岐阜開閉所，岐北開閉所，新富山変電所（北陸電力送配電株式会社の供給区域），駿河変電所，高根第一水力開閉所，豊根開閉所，飛騨変換所，馬瀬川第一水力開閉所，南京都変電所（関西電力送配電株式会社の供給区域），名城変電所</td></tr><tr><td>Ａ－３</td><td>海部開閉所，犬山変電所（275 キロボルトと 154 キロボルトを連系する設備），梅森開閉所，亀山変電所，北豊田変電所，静岡変電所，鈴鹿開閉所，駿遠変電所，西濃変電所，西部変電所，瀬戸変電所（瀬戸市），電源名古屋変電所，東栄変電所，東部変電所，南信変電所，西尾張変電所，西名古屋変電所（275 キロボルトと 154 キロボルトを連系する設備），東豊田変電所，三重開閉所，南福光連系所</td></tr><tr><td>Ｂ－１</td><td>苅生変電所，安倍変電所（77 キロボルトと 6.6 キロボルトを連系する設備），安西変電所，安東変電所，池下変電所，稲葉地変電所，庵原変電所，上地変電所，牛島町変電所（33 キロボルトと 6.6 キロボルトを連系する設備），牛山変電所，内牧変電所，江尻変電所，大井町変電所，大須変電所，大手変電所，興津変電所，水主町変電所，春日井変電所，烏森変電所，金山変電所（33 キロボルトと 6.6 キロボルトを連系する設備），観山変電所，菊井変電所，吉根変電所，桑名変電所，高蔵寺変電所，御器所変電所，児玉町変電所，小山変電所，栄変電所，笹島変電所，三の丸変電所，甚目寺変電所，城北変電所，白鳥変電所，新川変電所，砂田橋変電所，清</td></tr></table></td></tr>
</table>

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）	
		田変電所，袖師変電所，台町変電所，千早変電所，中央町変電所，長者町変電所，築地変電所，伝馬町新田変電所，戸崎変電所，中村変電所，長良町変電所，西大谷変電所，錦橋変電所，西島変電所，西原変電所，西脇変電所，布池変電所，能部変電所，萩野変電所，播磨変電所，東青島変電所，東新道変電所，久屋変電所，広小路変電所，枇杷島変電所，富士川変電所，二ツ橋変電所，本通変電所，松原町変電所，馬渕変電所，南大津変電所，南武平町変電所（33 キロボルトと 6.6 キロボルトを連系する設備），三谷変電所，宮口変電所，六ツ美変電所，用宗変電所，諸輪変電所，焼津変電所，山口町変電所，六郷変電所，六句変電所，若草変電所，和合変電所
	B－2	葵町変電所，暁変電所，赤堀変電所，浅草変電所，旭山変電所，東田変電所，厚見変電所，荒尾変電所，有松変電所，飯山変電所，池見変電所，猪高変電所，一社変電所，一本松変電所，出川変電所，糸貫変電所，稲永変電所，猪子石変電所，今市場変電所，今川変電所，岩倉変電所，印場変電所，上田変電所，扇沢変電所，大草変電所，大鹿変電所，大島変電所，太田変電所，大高変電所，大野木変電所，大浜変電所，大原変電所，大平変電所，大府変電所，大間見変電所，大脇変電所，岡町変電所，沖之島変電所，荻町変電所，小熊野変電所，尾崎変電所，長地変電所，小幡変電所，小柳津変電所，開明変電所，神屋変電所，笠寺変電所，笠松変電所，和会変電所，霞変電所，霞沢変電所，形原変電所，蟹江変電所，蟹甲変電所，加納変電所，加納栄変電所，蒲郡変電所，上境変電所，上末変電所，上諏訪変電所，上千田変電所，上山田変電所，鴨江変電所，鴨田変電所，神守変電所，軽井沢変電所，木曽駒変電所，北刈谷変電所，北崎変電所，北条変電所，北新田変電所，北町変電所，衣浦変電所，共和変電所，清洲変電所，日下部変電所，草薙変電所，楠町変電所，沓野変電所，黒石変電所，桑原変電所，外宮前変電所，康生変電所，神戸町変電所，鴻ノ巣変電所，国府宮変電所，五和変電所，小川変電所，小木変電所，虎渓変電所，古知野変電所，寿変電所，小牧変電所，駒場変電所（名古屋市），挙母変電所，紺屋田変電所，堺変電所，鷲山変電所，笹部変電所，篠目変電所，三郷変電所，山王変電所，塩江変電所，志賀高原変電所，師勝変電所，蜆塚変電所，地蔵山変電所，島田変電所，清水変電所，下青野変電所，下諏訪変電所，下地変電所，十一屋変電所，昌栄変電所，浄心変電所，上面変電所，白板変電所，白土変電所，城東変電所，新池変電所，新知変電所，新富変電所，振甫変電所，新本町変電所，菅平変電所，須坂変電所，関変電所，関田変電所，蘇原変電所，空見変電所，大喜変電所，大東変電所，鯛取変電所，高丘変電所，高師変電所，高棚変電所，高橋変電所，高松変電所，宝町変電所，竹生変電所，谷川変電所，玉津浦変電所，玉ノ井変電所，垂坂変電所，丹陽変電所，千秋変電所，千種変電所，築港変電所，茅野変電所，中郷変電所，知立変電所，塚原変電所，月丘町変電所，津島変電所，桃花台変電所，陶原変電所，当知変電所，道徳変電所，常磐変電所，殿岡変電所，富田変電所，豊明変電所，豊科変電所，豊田変電所，豊橋変電所，豊山変電所，鳥居松変電所，鳥屋金変電所，那加変電所，仲沖変電所，中軽井沢変電所，中川変電所，中切町変電所，長久手変電所，中御所変電所，長住町変電所，中野変電所，長野変電所，夏秋変電所，七ツ寺変電所，七日町変電所，鳴子変電所，鳴海変電所，西浦変電所，西尾変電所，西小幡変電所，西崎変電所，西城北変電所，西築港変電所，西町変電所，西山変電所，日進変電所，野口変電所，野田変電所，羽衣変電所，八幡変電所，羽津変電所，八帖変電所，馬場変電所，浜松変電所，原島変電所，春日変電所，半田変電所，東上田水力変電所，東境変電所，東長野変電所，東丸之内変電所，東山変電所，菱野変電所，日長変電所，日吉変電所，平針変電所，広畑変電所，福住変電所，福豊変電所，藤山台変電所，扶桑変電所，古川変電所，古宿変電所，古庄変電所，文京変電所，壁田変電所，北竜湖変電所，星崎変電所，上枝変電所，細島変電所，堀田変電所，堀木変電所，母呂後変電所，本地変電所，本庄変電所，正地変電所，又丸変電所，松江変電所，松河戸変電所，松下変電所，大豆島変電所，瑞穂変電所，南刈谷変電所，南桜変電所，南柴田変電所，三保変電所，宮ノ上変電所，向山変電所，宗高変電所，牟呂変電所，名南変電所，毛受変電所，森本変電所，守山変電所，八熊変電所，八事変電所，岩作変電所，弥次ヱ変電所，屋代変電所，弥富変電所，柳町変電所，薮田変電所，矢部変電所，山中町変電所，横内変電所，横須賀変電所，横山水力変

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）

	電所，依佐美変電所，吉田変電所，六条変電所，六番町変電所，鷲塚変電所，和村変電所

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として 2028 年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

(2) 系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ (1)の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として 2028 年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

また，2024 年３月 31 日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，(1)の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される 23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ 2024 年４月１日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される 23（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－１	Ａ－１，Ａ－２，Ａ－３または割引対象外	Ａ－１
Ａ－２	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２，Ａ－３または割引対象外	Ａ－２
Ａ－３	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２	Ａ－２
	Ａ－３または割引対象外	Ａ－３

<table>
<tr><th>託送供給等約款（旧）
（2023 年 12 月 27 日実施）</th><th>託送供給等約款（新）
（2024 年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td></td><td>
<table>
<tr><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Ｂ－１</td><td>Ｂ－１，Ｂ－２または割引対象外</td><td>Ｂ－１</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Ｂ－２</td><td>Ｂ－１</td><td>Ｂ－１</td></tr>
<tr><td>Ｂ－２または割引対象外</td><td>Ｂ－２</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>８　電力量の協定
電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。
(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量
イ　接続供給電力量の算定式
その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。
表　（略）
ロ　（略）
(2)～(4)　（略）</td><td>８　電力量の協定
電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。
(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量
イ　接続供給電力量の算定式
その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ロ，ニまたはホの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。
表　（略）
ロ　（略）
(2)～(4)　（略）</td></tr>
<tr><td>９　需要計画・調達計画・販売計画
需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。
<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画（第１年度，第２年度）</td><td>月間計画（翌月，翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年 10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日午前 10 時</td><td>毎日午前 12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">―</td></tr>
</table>
</td><td>９　需要計画・調達計画・販売計画
需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。
<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画（第１年度，第２年度）</td><td>月間計画（翌月，翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，翌々週）</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年 10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日午前 10 時</td><td>毎日
午前 10 時</td><td>毎日午前 12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
</table>
</td></tr>
</table>

託送供給等約款（旧）
（2023 年 12 月 27 日実施）

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月 31 日までの期間といたします。
（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

10　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

対象期間		年間計画 （第１年度，第２年度）	月間計画 （翌月，翌々月）	週間計画 （翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月１日	毎週水曜日午前10時	毎日午前 12 時	原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	発電計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力	30 分ごとの発電量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
	発電設備の停止計画	作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目		―	―	
		―	―	計画外作業		
				計画作業の変更分		

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月 31 日までの期間といたします。
（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生の都度，すみやかに提出していただきます。

託送供給等約款（新）
（2024 年４月１日実施予定）

		供給力未調達分の計画値 （自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）	―

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月 31 日までの期間といたします。
（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

10　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

対象期間		年間計画 （第１年度，第２年度）	月間計画 （翌月，翌々月）	週間計画 （翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月１日	毎週水曜日午前 10時	毎日 午前 10 時	毎日午前 12 時	原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	発電計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力	30 分ごとの発電量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
	発電設備等の停止計画	作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目		―	―	―	
		―	―	計画外作業			
				計画作業の変更分			

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月 31 日までの期間といたします。
（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。

託送供給等約款（旧）
（2023 年 12 月 27 日実施）

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注６）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

対象期間		年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月 1 日	毎週水曜日午前10時	毎日午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	—	30 分ごとの値

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月 31 日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

託送供給等約款（新）
（2024 年４月１日実施予定）

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注６）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

対象期間		年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月 1 日	毎週水曜日午前10時	毎日 午前 10 時	毎日午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	二	—	30 分ごとの値

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月 31 日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
託 送 供 給 等 約 款（別冊） ［系統連系技術要件・標準設計基準］	託 送 供 給 等 約 款（別冊） ［系統連系技術要件・標準設計基準］

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
託 送 供 給 等 約 款（別冊） ［系統連系技術要件・標準設計基準］ 目　　次	託 送 供 給 等 約 款（別冊） ［系統連系技術要件・標準設計基準］ 目　　次
別冊１　系統連系技術要件（低圧）. . . . . 1 別冊２　系統連系技術要件（高圧）. . . . . ~~18~~ 別冊３　系統連系技術要件（特別高圧）. . . . . ~~42~~ 別冊４　標準設計基準 . . . . . ~~74~~	別冊１　系統連系技術要件（低圧）. . . . . 1 別冊２　系統連系技術要件（高圧）. . . . . 19 別冊３　系統連系技術要件（特別高圧）. . . . . 44 別冊４　標準設計基準 78

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
別　冊　1 系統連系技術要件（低圧） Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件	別　冊　1 系統連系技術要件（低圧） Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件
4　発電設備等の種類 ~~連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。~~	4　発電設備等の種類 逆潮流がある場合の発電設備等の連系は，逆変換装置を用いたものに限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系でも，逆変換装置を用いた発電設備等と同等の単独運転検出および解列ができ，かつ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれがない場合は，この限りではありません。
7　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数，運転可能周波数および周波数低下リレーの整定値は，次のとおりとしていただきます。 (1) 60ヘルツの系統に連系する場合 イ　（略） ロ　運転可能周波数 運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。~~また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。~~ ハ　（略） (2) 50ヘルツの系統に連系する場合 イ　（略） ロ　運転可能周波数 運転可能周波数は，47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下とすること。 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5ヘルツでは10分程度以上，48.0ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。~~また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。~~ ハ　（略）	7　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数，運転可能周波数および周波数低下リレーの整定値は，次のとおりとしていただきます。 (1) 60ヘルツの系統に連系する場合 イ　（略） ロ　運転可能周波数 運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。 ハ　（略） (2) 50ヘルツの系統に連系する場合 イ　（略） ロ　運転可能周波数 運転可能周波数は，47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下とすること。 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5ヘルツでは10分程度以上，48.0ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。 ハ　（略）
21　サイバーセキュリティ対策 サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)～(3)　（略）	21　サイバーセキュリティ対策 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)～(3)　（略）
別　冊　2	別　冊　2

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年 4 月 1 日実施予定）
系統連系技術要件（高圧） **Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件**	**系統連系技術要件（高圧）** **Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件**
6　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数，運転可能周波数および周波数低下リレーの整定値は，次のとおりとしていただきます。 (1) 60ヘルツの系統に連系する場合 イ　（略） ロ　運転可能周波数 運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。~~また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。~~ ハ　（略） (2) 50ヘルツの系統に連系する場合 イ　（略） ロ　運転可能周波数 運転可能周波数は，47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下とすること。 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5ヘルツでは10分程度以上，48.0ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。~~また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。~~ ハ　（略）	**6　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数，運転可能周波数および周波数低下リレーの整定値は，次のとおりとしていただきます。 (1) 60ヘルツの系統に連系する場合 イ　（略） ロ　運転可能周波数 運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。 ハ　（略） (2) 50ヘルツの系統に連系する場合 イ　（略） ロ　運転可能周波数 運転可能周波数は，47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下とすること。 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5ヘルツでは10分程度以上，48.0ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。 ハ　（略）
26　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)～(3)　（略）	**26　サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは、自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)～(3)　（略）
Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件	**Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件**
（新　設）	**37　サイバーセキュリティ対策** 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの

託送供給等約款（旧） （2023 年 12 月 27 日実施）	託送供給等約款（新） （2024 年４月１日実施予定）
	確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。
別　冊　３ **系統連系技術要件（特別高圧）** **Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件**	別　冊　３ **系統連系技術要件（特別高圧）** **Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件**
17　電 圧 変 動 (1)～(2)　（略） (3) そ の 他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，~~他者の電気の使用を妨害し，または妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。~~	17　電 圧 変 動 (1)～(2)　（略） (3) そ の 他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。
28　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)～(3)　（略）	28　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)～(3)　（略）
Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件	**Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件**
38　電圧フリッカおよび電圧変動 系統内の電圧に擾乱を与え他者に支障を及ぼすおそれがある負荷を使用する場合は，電圧フリッカおよび電圧変動を抑制する装置を設置していただきます。また，変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，~~他者の電気の使用を妨害し，または妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。~~	38　電圧フリッカおよび電圧変動 系統内の電圧に擾乱を与え他者に支障を及ぼすおそれがある負荷を使用する場合は，電圧フリッカおよび電圧変動を抑制する装置を設置していただきます。また，変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。
（新　設）	43　サイバーセキュリティ対策 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

以　上

３　電気事業法施行規則第17条の４第１項の規定により提出した書類の写し

㊥

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

2023年 9 月 29日

経済産業大臣　西 村　康 稔　殿

名 古 屋 市 東 区 東 新 町 1 番 地
中部電力パワーグリッド株式会社
代 表 取 締 役
社 長 執 行 役 員　清水　隆一

次のとおり収入の見通しの変更の承認を受けたいので、電気事業法第17条の２第４項の規定により申請します。

変　更　の　内　容	別紙のとおりであります。
変　更　年　月　日	2024年４月１日

㊞

別　紙

電気事業法施行規則第17条の４の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

㊞

1　変更を必要とする理由

このたび当社は，第62回総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会（2023年５月30日開催）において容量市場での供給力調達の在り方を見直すことに伴い容量拠出金の負担見直しに係る託送負担のあり方が議論されたことや，2022年度の最終保障供給取引損益やインバランス収支（追加供給力公募費用を含む）について、第１規制期間における収入の見通しの承認時点では実績が確定していなかったことにより収入の見通しに織り込むことができなかった費用について実績が確定したことに加えて，直近で承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの算定時における制御不能費用の想定値と規制期間における実績値に乖離が生じると見込まれることなどを踏まえ，託送供給等に係る収入の見通しを変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第17条の２第４項の規定にもとづき，ここに託送供給等に係る収入の見通しの変更を申請する次第であります。

㊞写

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

写

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
役員給与	113,800	113,800	113,800	113,800	113,800	569,000	113,800	
給料手当	70,441,381	69,559,565	68,442,588	67,097,976	65,675,964	341,217,474	68,243,495	
給料手当振替額（貸方）	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 5,910,675	△ 1,182,135	▲表示で記載
退職給与金 ※1	10,203,197	10,073,751	9,905,910	9,712,838	9,510,990	49,406,686	9,881,337	
厚生費	15,458,168	15,277,915	15,048,095	14,782,489	14,499,960	75,066,627	15,013,325	
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	3,411,415	3,285,595	3,153,484	2,956,366	2,794,897	15,601,757	3,120,351	
（人件費計）	(98,445,826)	(97,128,491)	(95,481,742)	(93,481,334)	(91,413,476)	(475,950,869)	(95,190,174)	
修繕費 ※2	6,021,203	5,465,968	5,403,712	5,416,080	5,759,360	28,066,323	5,613,265	
研究費	5,973,939	5,973,939	5,973,939	5,973,939	5,973,939	29,869,695	5,973,939	
消耗品費	1,368,374	1,365,101	1,361,820	1,355,391	1,348,954	6,799,640	1,359,928	
損害保険料	50,752	50,752	50,752	50,752	50,752	253,760	50,752	
養成費	958,483	958,483	958,483	958,483	958,483	4,792,415	958,483	
建設分担関連費振替額（貸方）	△ 185,727	△ 185,727	△ 185,727	△ 185,727	△ 185,727	△ 928,635	△ 185,727	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 2,456	△ 2,456	△ 2,456	△ 2,456	△ 2,456	△ 12,280	△ 2,456	▲表示で記載
委託費 ※3	42,473,766	42,037,986	41,188,924	41,862,468	41,969,486	209,532,630	41,906,526	
普及開発関係費	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	11,170	2,234	
諸費 ※4	15,228,744	15,237,744	15,135,744	15,078,744	15,011,744	75,692,720	15,138,544	
電気事業雑収益 ※5	△ 241,489	△ 241,489	△ 241,489	△ 241,489	△ 241,489	△ 1,207,445	△ 241,489	▲表示で記載
第１区分費用計	170,093,649	167,791,026	165,127,678	163,749,753	162,058,756	828,820,862	165,764,172	
修繕費 ※6	53,829,607	52,741,888	54,744,013	56,367,683	56,929,332	274,612,523	54,922,505	
委託費 ※7	4,951,369	4,331,126	3,915,720	3,995,657	4,520,997	21,714,869	4,342,974	
諸費 ※8	677,269	666,131	671,817	678,586	696,943	3,390,746	678,149	
減価償却費 ※9	3,764,840	11,452,791	19,547,300	27,999,571	34,826,537	97,591,039	19,518,208	
固定資産税 ※10	－	1,172,918	2,742,023	4,264,630	5,161,393	13,340,964	2,668,193	
第２区分費用計	63,223,085	70,364,854	81,620,873	93,306,127	102,135,202	410,650,141	82,130,028	
次世代投資費用	4,277,251	6,350,570	10,536,427	17,839,952	20,948,482	59,952,682	11,990,536	
修繕費 ※11	43,967,070	43,253,198	42,196,877	40,721,075	40,418,433	210,556,653	42,111,331	
委託費 ※12	8,229,992	8,188,636	8,147,279	8,105,922	8,064,565	40,736,394	8,147,279	
固定資産除却費	22,854,230	23,302,489	29,608,794	25,771,024	24,024,946	125,561,483	25,112,297	
賃借料 ※13	5,582,585	5,602,052	5,642,708	5,660,125	5,663,422	28,150,892	5,630,178	
託送料 ※14	5,203,614	5,226,614	5,014,614	5,040,614	5,748,864	26,234,320	5,246,864	
共有設備費等分担額	213,686	213,686	213,686	213,686	213,686	1,068,430	213,686	
共有設備費等分担額（貸方）	△ 5	△ 5	△ 5	△ 5	△ 5	△ 25	△ 5	▲表示で記載
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	40,073	40,073	40,073	40,073	40,073	200,365	40,073	
一般送配電事業等に係る電力料 ※15	1,603,587	1,595,529	1,587,470	1,579,412	1,571,354	7,937,352	1,587,470	
需給調整市場手数料 ※16	72,873	72,873	72,873	72,873	72,873	364,365	72,873	
電力費振替勘定（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	243,318	243,318	243,318	243,318	243,318	1,216,590	243,318	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	
廃炉等負担金	－	－	－	－	－	－	－	
離島等供給に係る費用 ※17	－	－	－	－	－	－	－	
離島等供給に係る収益 ※18	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
第３区分費用計	88,011,023	87,738,463	92,767,687	87,448,117	86,061,529	442,026,819	88,405,364	
地帯間販売送電料	△ 132,578	△ 132,578	△ 132,578	△ 132,578	△ 132,578	△ 662,890	△ 132,578	▲表示で記載
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
託送収益 ※19	△ 6,201,257	△ 6,167,905	△ 6,665,336	△ 6,601,813	△ 5,555,997	△ 31,192,308	△ 6,238,462	▲表示で記載
事業者間精算収益	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 10,881,635	△ 2,176,327	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※20	△ 18,085,585	△ 19,005,738	△ 19,434,595	△ 19,182,664	△ 18,881,012	△ 94,589,594	△ 18,917,919	▲表示で記載
預金利息	△ 20	△ 20	△ 20	△ 20	△ 20	△ 100	△ 20	▲表示で記載
控除収益計	△ 26,595,767	△ 27,482,568	△ 28,408,856	△ 28,093,402	△ 26,745,934	△ 137,326,527	△ 27,465,305	

写

	減価償却費 ※21	100,949,227	93,926,907	87,649,287	82,694,297	75,981,495	441,201,213	88,240,243	
	退職給与金 ※22	△ 288,471	1,621,522	－	－	－	1,333,051	266,610	
	ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	－	－	－	－	－	－	－	
	賃借料 ※23	11,062,876	11,062,876	11,062,876	11,062,876	11,062,876	55,314,380	11,062,876	
	諸費 ※24	2,473,072	2,477,454	2,478,587	2,477,097	2,475,614	12,381,824	2,476,365	
	貸倒損	33,279	33,279	33,279	33,279	33,279	166,395	33,279	貸方の場合は▲表示で記載
	振替損失調整額	10,203,933	10,203,933	10,203,933	10,203,933	10,203,933	51,019,665	10,203,933	
	インバランス収支過不足額 ※25	△ 1,523,616	2,464,124	2,464,125	2,464,125	2,464,125	8,332,883	1,666,577	貸方の場合は▲表示で記載
	電源開発促進税	48,110,625	47,809,875	47,644,500	47,469,000	47,432,250	238,466,250	47,693,250	
	事業税	7,463,821	7,741,524	7,664,174	7,908,966	7,913,208	38,691,693	7,738,339	
	雑税	608,005	608,005	608,005	608,005	608,005	3,040,025	608,005	
	法人税等	9,786,811	9,786,811	9,786,811	9,786,811	9,786,811	48,934,055	9,786,811	
	賠償負担金相当金	6,000,622	6,000,622	6,000,622	6,000,622	6,000,622	30,003,110	6,000,622	
	廃炉円滑化負担金相当金	595,412	595,412	595,412	595,412	595,412	2,977,060	595,412	
	固定資産税 ※26	26,183,570	24,481,346	23,008,766	21,674,086	20,513,396	115,861,164	23,172,233	
	調整力の確保に要する費用 ※27	3,147,346	21,938,699	16,002,008	13,493,649	18,895,195	73,476,897	14,695,379	貸方の場合は▲表示で記載
	再給電に要する費用 ※28	－	－	－	－	－	－	－	
制御不能費用計		224,806,512	240,752,389	225,202,385	216,472,158	213,966,221	1,121,199,665	224,239,933	
	託送料 ※29	2,410,777	2,387,080	2,500,014	2,501,990	2,678,578	12,478,439	2,495,688	
	補償費	786,336	786,336	786,336	2,341,336	786,336	5,486,680	1,097,336	
	事業者間精算費	12,110,446	12,110,446	12,110,446	12,110,446	12,110,446	60,552,230	12,110,446	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	349,268	349,268	349,268	349,268	349,268	1,746,340	349,268	
	調整力の確保に要する費用 ※31	36,815,444	40,745,217	42,677,725	38,818,981	38,892,721	197,950,088	39,590,018	
	発電抑制に要する費用 ※32	9,290	11,900	12,640	14,130	14,130	62,090	12,418	
事後検証費用		52,481,561	56,390,247	58,436,429	56,136,151	54,831,479	278,275,867	55,655,173	
事業報酬		30,227,884	30,578,185	31,152,782	31,669,343	32,235,360	155,863,554	31,172,711	
追加事業報酬		133,216	141,274	149,549	199,004	425,634	1,048,677	209,735	
収入の見通し計		606,658,414	632,624,440	636,584,954	638,727,203	645,916,729	3,160,511,740	632,102,348	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。
※6：取替修繕費及び修繕費であって配電設備及び業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※7：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※8：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※9：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※10：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する税額に限る。
※11：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※12：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※13：第６条に規定するものを除く。
※14：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※15：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※16：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※17：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※18：送配電等業務に係る収益を除く。
※19：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。
※20：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。
※21：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※22：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。
※23：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
※24：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。
※25：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。
※26：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。
※27：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。
※28：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。
※29：連系線の増強等に係る費用に限る。
※30：災害等扶助交付金を含む。
※31：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等（再生可能エネルギー電気特措法第２条第５項に規定する認定発電設備（同条第３項第１号に掲げる太陽光及び同項第２号に掲げる風力を電気に変換するものに限る。）から供出される電力量について、翌日市場（一般社団法人日本卸電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行うための卸電力取引市場をいう。）の売買取引が行われる日の午前六時における一般送配電事業者による予測値と当該売買取引に係る電力の受渡しを行う一時間前における当該一般送配電事業者による予測値との差を調整するための調整電源等を除く。）を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。
※32：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

写

様式第２（第３条から第１１条まで関係）
第１表
第１区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
役員給与	417,488	479,522	518,389	170,109	147,126	1,732,637	346,527	113,800	113,800	113,800	113,800	113,800	569,000	113,800	
給料手当	82,524,472	84,009,008	83,184,695	76,103,796	74,077,800	399,899,773	79,979,955	70,441,381	69,559,565	68,442,588	67,097,976	65,675,964	341,217,474	68,243,495	
給料手当振替額（貸方）	△ 1,343,400	△ 1,501,651	△ 1,765,346	△ 1,223,598	△ 1,182,134	△ 7,016,131	△ 1,403,226	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 5,910,675	△ 1,182,135	▲表示で記載
退職給与金 ※1	11,441,057	11,479,620	12,613,970	10,895,032	10,723,568	57,153,248	11,430,650	10,203,197	10,073,751	9,905,910	9,712,838	9,510,990	49,406,686	9,881,337	
厚生費	16,361,767	16,734,267	17,293,880	16,027,115	15,836,619	82,253,651	16,450,730	15,458,168	15,277,915	15,048,095	14,782,489	14,499,960	75,066,627	15,013,325	
委託検針費	4,880,736	4,283,664	3,607,096	2,912,023	2,315,259	17,998,781	3,599,756	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	3,927,881	3,782,618	3,705,723	3,422,272	3,484,861	18,323,358	3,664,672	3,411,415	3,285,595	3,153,484	2,956,366	2,794,897	15,601,757	3,120,351	
修繕費 ※2	7,574,282	6,791,405	6,404,819	5,993,295	5,921,017	32,684,820	6,536,964	6,021,203	5,465,968	5,403,712	5,416,080	5,759,360	28,066,323	5,613,265	
研究費	2,836,877	3,028,318	3,548,133	6,381,303	5,973,938	21,768,571	4,353,714	5,973,939	5,973,939	5,973,939	5,973,939	5,973,939	29,869,695	5,973,939	
消耗品費	2,241,167	2,089,150	2,139,158	1,325,018	1,372,098	9,166,593	1,833,319	1,368,374	1,365,101	1,361,820	1,355,391	1,348,954	6,799,640	1,359,928	
損害保険料	－	28,986	29,139	35,459	50,752	144,337	28,868	50,752	50,752	50,752	50,752	50,752	253,760	50,752	
養成費	965,372	948,613	985,021	941,439	958,483	4,798,930	959,786	958,483	958,483	958,483	958,483	958,483	4,792,415	958,483	
建設分担関連費振替額（貸方）	△ 187,084	△ 216,055	△ 128,368	△ 413,110	△ 185,727	△ 1,130,345	△ 226,069	△ 185,727	△ 185,727	△ 185,727	△ 185,727	△ 185,727	△ 928,635	△ 185,727	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 203,247	△ 326,767	△ 680,694	△ 2,676	△ 2,455	△ 1,215,841	△ 243,168	△ 2,456	△ 2,456	△ 2,456	△ 2,456	△ 2,456	△ 12,280	△ 2,456	▲表示で記載
委託費 ※3	33,826,731	32,387,078	32,772,479	38,499,181	39,916,850	177,402,322	35,480,464	42,473,766	42,037,986	41,188,924	41,862,468	41,969,486	209,532,630	41,906,526	
普及開発関係費	8,538	2,090	2,689	5,892	2,234	21,444	4,289	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	11,170	2,234	
諸費 ※4	6,464,320	7,230,660	7,667,805	16,011,729	14,857,386	52,231,901	10,446,380	15,228,744	15,237,744	15,135,744	15,078,744	15,011,744	75,692,720	15,138,544	
電気事業雑収益 ※5	－	－	－	△ 259,668	△ 241,489	△ 501,157	△ 100,232	△ 241,489	△ 241,489	△ 241,489	△ 241,489	△ 241,489	△ 1,207,445	△ 241,489	▲表示で記載
第１区分費用計	171,736,964	171,230,533	171,898,593	176,824,616	174,026,188	865,716,896	173,143,379	170,093,649	167,791,026	165,127,678	163,749,753	162,058,756	828,820,862	165,764,172	

（記載注意）
※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。

写

≪項目別明細表≫

（１）第３条第３項関係

［役員給与］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内取締役報酬					112,542	87,649			60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	300,000	60,000	
社外取締役報酬					12,000	13,800			13,800	13,800	13,800	13,800	13,800	69,000	13,800	
社内監査役報酬					45,566	45,677			40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	200,000	40,000	
社外監査役報酬					－	－			－	－	－	－	－	－	－	
合計		417,488	479,522	518,389	170,109	147,126	1,732,637	346,527	113,800	113,800	113,800	113,800	113,800	569,000	113,800	
社内取締役	役員数（人）				3	3			3	3	3	3	3	15	3	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）				37,514	29,216			20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	
社外取締役	役員数（人）				2	2			2	2	2	2	2	10	2	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）				6,000	6,900			6,900	6,900	6,900	6,900	6,900	6,900	6,900	
社内監査役	役員数（人）				2	2			2	2	2	2	2	10	2	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）				22,783	22,838			20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	
社外監査役	役員数（人）				－	－			－	－	－	－	－	－	－	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）				－	－			－	－	－	－	－	－	－	

［給料手当］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
基準賃金	54,746,289	54,479,959	60,607,165	58,849,339	57,131,622	285,814,376	57,162,875	54,403,545	53,683,956	52,772,511	51,720,548	50,591,427	263,171,987	52,634,397	
基準外賃金	10,215,056	10,607,707	11,179,541	10,020,070	10,243,315	52,265,690	10,453,138	9,743,124	9,619,914	9,460,470	9,276,300	9,085,086	47,184,894	9,436,979	
諸給与金	21,130,812	22,957,122	24,404,628	23,063,574	23,892,268	115,448,407	23,089,681	22,695,062	22,439,120	22,118,270	21,692,669	21,250,610	110,195,731	22,039,146	
控除口（貸方）	△ 3,595,154	△ 4,056,402	△ 13,010,486	△ 15,829,188	△ 17,189,407	△ 53,680,639	△ 10,736,128	△ 16,400,350	△ 16,183,425	△ 15,908,663	△ 15,591,541	△ 15,251,159	△ 79,335,138	△ 15,867,028	
附帯事業振替額	27,469	20,622	3,846	－	－	51,938	10,388	－	－	－	－	－	－	－	
合計	82,524,472	84,009,008	83,184,695	76,103,796	74,077,800	399,899,773	79,979,955	70,441,381	69,559,565	68,442,588	67,097,976	65,675,964	341,217,474	68,243,495	
平均経費人員（人）				9,938	9,776			9,301	9,183	9,030	8,854	8,670	45,038	9,008	
平均基準賃金（千円/月）				493	487			487	487	487	487	486	487	487	

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
引当金増加額				△ 4,272,162	△ 3,890,819			△ 3,701,798	△ 3,654,834	△ 3,593,940	△ 3,523,892	△ 3,450,660	△ 17,925,124	△ 3,585,025	
実払額				9,634,751	9,358,791			8,901,057	8,788,131	8,641,710	8,473,278	8,297,190	43,101,366	8,620,273	
年金保険料				5,532,443	5,255,595			5,003,938	4,940,454	4,858,140	4,763,452	4,664,460	24,230,444	4,846,089	
合計	11,441,057	11,479,620	12,613,970	10,895,032	10,723,568	57,153,248	11,430,650	10,203,197	10,073,751	9,905,910	9,712,838	9,510,990	49,406,686	9,881,337	

写

［厚生費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法定厚生費	健康保険料	4,389,706	4,457,141	4,528,838	4,064,533	3,973,403	21,413,624	4,282,725	3,703,254	3,654,634	3,592,826	3,521,489	3,445,325	17,917,528	3,583,506	
	介護保険料	401,022	396,123	494,794	456,507	468,162	2,216,610	443,322	656,803	648,180	637,218	624,566	611,058	3,177,825	635,565	
	労災保険料	191,618	186,713	192,539	170,275	162,416	903,564	180,713	169,059	166,943	164,262	161,035	157,622	818,921	163,784	
	雇用保険料	492,871	493,457	517,638	469,077	446,959	2,420,003	484,001	457,869	452,137	444,877	436,137	426,894	2,217,914	443,583	
	厚生年金保険料	7,104,726	7,183,236	7,298,788	6,725,160	6,594,881	34,906,793	6,981,359	6,393,353	6,309,415	6,202,708	6,079,551	5,948,061	30,933,088	6,186,618	
	労災補償費	765	954	1,518	2,361	1,067	6,668	1,334	1,016	1,003	986	967	947	4,919	984	
	健康診断費	117,310	119,361	295,383	233,519	260,004	1,025,578	205,116	247,371	244,233	240,163	235,482	230,589	1,197,838	239,568	
	子ども・子育て拠出金	179,346	224,356	278,156	270,244	260,407	1,212,511	242,502	251,542	248,239	244,041	239,195	234,022	1,217,039	243,408	
	その他	△ 16,229	△ 25,552	△ 16,581	△ 11,790	△ 8,294	△ 78,449	△ 15,690	－	－	－	－	－	－	－	
	計	12,861,137	13,035,793	13,591,076	12,379,890	12,159,006	64,026,904	12,805,381	11,880,267	11,724,784	11,527,081	11,298,422	11,054,518	57,485,072	11,497,014	
一般厚生費	安全管理費	57,859	72,434	88,980	114,787	134,937	468,998	93,800	134,937	134,937	134,937	134,937	134,937	674,685	134,937	
	衛生管理費	356,621	367,544	332,019	380,447	503,129	1,939,762	387,953	503,130	503,130	503,130	503,130	503,130	2,515,650	503,130	
	福利事業費	12,043	3,895	6,044	9,699	510	32,194	6,439	511	511	511	511	511	2,555	511	
	厚生施設運営費	781,248	793,345	786,576	824,952	827,770	4,013,893	802,779	827,770	827,770	827,770	827,770	827,770	4,138,850	827,770	
	文化体育費	97,936	173,438	152,526	92,950	96,633	613,485	122,697	91,950	90,787	89,279	87,543	85,729	445,288	89,058	
	慶弔費	94,922	91,770	90,726	87,404	56,868	421,693	84,339	54,106	53,419	52,529	51,505	50,435	261,994	52,399	
	その他	2,099,997	2,196,045	2,245,930	2,136,983	2,057,762	10,736,720	2,147,344	1,965,497	1,942,577	1,912,858	1,878,671	1,842,930	9,542,533	1,908,507	
	計	3,500,629	3,698,474	3,702,804	3,647,225	3,677,612	18,226,746	3,645,349	3,577,901	3,553,131	3,521,014	3,484,067	3,445,442	17,581,555	3,516,311	
合計		16,361,767	16,734,267	17,293,880	16,027,115	15,836,619	82,253,651	16,450,730	15,458,168	15,277,915	15,048,095	14,782,489	14,499,960	75,066,627	15,013,325	

［雑給］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
嘱託給	シニア・スタッフ	279,782	284,958	299,035	326,699	324,975	1,515,452	303,090	324,975	324,975	324,975	324,975	324,975	1,624,875	324,975	
	料金嘱託	1,803,903	1,633,219	1,464,549	1,259,854	1,108,187	7,269,713	1,453,943	1,108,187	1,108,187	1,108,187	1,108,187	1,108,187	5,540,935	1,108,187	
	一般嘱託	407,590	370,544	311,381	238,008	225,278	1,552,802	310,560	225,278	225,278	225,278	225,278	225,278	1,126,390	225,278	
	その他	277,907	261,682	423,992	185,106	387,888	1,536,577	307,315	387,888	387,888	387,888	387,888	387,888	1,939,440	387,888	
	計	2,769,183	2,550,404	2,498,958	2,009,668	2,046,329	11,874,545	2,374,909	2,046,328	2,046,328	2,046,328	2,046,328	2,046,328	10,231,640	2,046,328	
嘱託員平均人員（人）					420	371			371	371	371	371	371	1,855	371	
臨時用給		1,052,337	1,131,806	1,226,368	1,293,527	1,337,935	6,041,975	1,208,395	1,264,491	1,138,671	1,006,560	809,442	647,973	4,867,137	973,427	
その他		106,360	100,407	△ 19,602	119,076	100,596	406,837	81,367	100,596	100,596	100,596	100,596	100,596	502,980	100,596	
合計		3,927,881	3,782,618	3,705,723	3,422,272	3,484,861	18,323,358	3,664,672	3,411,415	3,285,595	3,153,484	2,956,366	2,794,897	15,601,757	3,120,351	

写

［研究費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内研究費	自社単独研究	350,805	388,655	648,295	66,460	116,330	1,570,548	314,110	116,331	116,331	116,331	116,331	116,331	581,655	116,331	
	委託研究	873,258	927,030	664,601	476,748	516,504	3,458,142	691,629	516,505	516,505	516,505	516,505	516,505	2,582,525	516,505	
	その他	332,628	313,099	369,003	223,094	220,102	1,457,928	291,586	220,103	220,103	220,103	220,103	220,103	1,100,515	220,103	
	計	1,556,692	1,628,785	1,681,899	766,303	852,938	6,486,619	1,297,324	852,939	852,939	852,939	852,939	852,939	4,264,695	852,939	
委託研究費	電力中央研究所分担金	1,280,185	1,394,522	1,835,139	1,768,000	1,784,000	8,061,847	1,612,369	1,784,000	1,784,000	1,784,000	1,784,000	1,784,000	8,920,000	1,784,000	
	研究受託料	－	－	－	3,847,000	3,337,000	7,184,000	1,436,800	3,337,000	3,337,000	3,337,000	3,337,000	3,337,000	16,685,000	3,337,000	
	その他	－	5,010	31,093	－	－	36,104	7,221	－	－	－	－	－	－	－	
	計	1,280,185	1,399,532	1,866,233	5,615,000	5,121,000	15,281,951	3,056,390	5,121,000	5,121,000	5,121,000	5,121,000	5,121,000	25,605,000	5,121,000	
合計		2,836,877	3,028,318	3,548,133	6,381,303	5,973,938	21,768,571	4,353,714	5,973,939	5,973,939	5,973,939	5,973,939	5,973,939	29,869,695	5,973,939	

［養成費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
研修施設運営費	215,083	238,238	238,921	413,004	320,017	1,425,264	285,053	320,017	320,017	320,017	320,017	320,017	1,600,085	320,017	
その他	750,289	710,375	746,100	528,435	638,466	3,373,666	674,733	638,466	638,466	638,466	638,466	638,466	3,192,330	638,466	
合計	965,372	948,613	985,021	941,439	958,483	4,798,930	959,786	958,483	958,483	958,483	958,483	958,483	4,792,415	958,483	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
マネジメントサービス料	－	－	－	17,484,449	16,663,066	34,147,515	6,829,503	17,881,372	17,221,382	16,860,560	16,841,574	16,812,902	85,617,790	17,123,558	
コールセンター拡充費用	－	－	11,040	235,185	219,086	465,312	93,062	219,086	219,086	219,086	219,086	219,086	1,095,430	219,086	
システム保守費用	12,783,395	14,179,553	15,914,842	4,572,962	6,838,646	54,289,399	10,857,880	9,445,000	9,669,210	9,180,970	9,873,500	10,009,190	48,177,870	9,635,574	
その他	21,043,336	18,207,525	16,846,595	16,206,585	16,196,051	88,500,095	17,700,019	14,928,308	14,928,308	14,928,308	14,928,308	14,928,308	74,641,540	14,928,308	
合計	33,826,731	32,387,078	32,772,479	38,499,181	39,916,850	177,402,322	35,480,464	42,473,766	42,037,986	41,188,924	41,862,468	41,969,486	209,532,630	41,906,526	

［普及開発関係費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
停電周知費用	4,600	966	1,500	1,364	1,229	9,661	1,932	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	6,150	1,230	
その他	3,938	1,123	1,188	4,528	1,004	11,783	2,357	1,004	1,004	1,004	1,004	1,004	5,020	1,004	
合計	8,538	2,090	2,689	5,892	2,234	21,444	4,289	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	11,170	2,234	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
通信運搬費	3,633,079	3,188,522	4,233,326	2,545,301	2,403,433	16,003,663	3,200,733	2,017,377	2,017,377	2,017,377	2,017,377	2,017,377	10,086,885	2,017,377	
旅費	961,750	1,092,123	1,111,376	461,001	503,975	4,130,227	826,045	503,976	503,976	503,976	503,976	503,976	2,519,880	503,976	
団体費	73,109	74,499	84,659	－	－	232,269	46,454	－	－	－	－	－	－	－	
グループ運営サポート料	－	－	－	12,109,000	10,802,000	22,911,000	4,582,200	11,414,000	11,423,000	11,321,000	11,264,000	11,197,000	56,619,000	11,323,800	
事前伐採推進に係る費用	31,244	14,860	29,570	109,919	104,585	290,180	58,036	250,000	250,000	250,000	250,000	250,000	1,250,000	250,000	
その他	1,765,136	2,860,654	2,208,870	786,506	1,043,391	8,664,560	1,732,912	1,043,391	1,043,391	1,043,391	1,043,391	1,043,391	5,216,955	1,043,391	
合計	6,464,320	7,230,660	7,667,805	16,011,729	14,857,386	52,231,901	10,446,380	15,228,744	15,237,744	15,135,744	15,078,744	15,011,744	75,692,720	15,138,544	

写

第２表
第２区分費用明細表

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
連系線・基幹系統	減価償却費 ※1	－	－	－	－	－	－	－	34,000	350,000	878,000	2,175,000	3,484,000	6,921,000	1,384,200	
	固定資産税 ※2	－	－	－	－	－	－	－	－	52,734	433,524	872,892	931,511	2,290,661	458,132	
	計	－	－	－	－	－	－	－	34,000	402,734	1,311,524	3,047,892	4,415,511	9,211,661	1,842,332	
ローカル系統	減価償却費 ※3	－	－	－	－	－	－	－	494,586	2,022,518	3,755,207	5,496,482	6,945,129	18,713,922	3,742,784	
	固定資産税 ※4	－	－	－	－	－	－	－	－	430,305	1,004,329	1,457,691	1,838,864	4,731,189	946,238	
	計	－	－	－	－	－	－	－	494,586	2,452,823	4,759,536	6,954,173	8,783,993	23,445,111	4,689,022	
配電系統	修繕費 ※5	71,043,316	63,177,774	54,099,645	56,545,522	56,186,095	301,052,354	60,210,471	53,245,907	52,272,088	54,298,013	55,921,683	56,483,332	272,221,023	54,444,205	
	減価償却費 ※6	－	－	－	－	－	－	－	623,000	1,929,000	3,321,000	4,788,000	6,326,000	16,987,000	3,397,400	
	固定資産税 ※7	－	－	－	－	－	－	－	－	447,117	880,052	1,297,638	1,718,950	4,343,757	868,751	
	計	71,043,316	63,177,774	54,099,645	56,545,522	56,186,095	301,052,354	60,210,471	53,868,907	54,648,205	58,499,065	62,007,321	64,528,282	293,551,780	58,710,356	
その他投資	修繕費 ※8	659,200	584,338	606,487	638,748	718,915	3,207,690	641,538	583,700	469,800	446,000	446,000	446,000	2,391,500	478,300	
	委託費 ※9	9,426,073	5,267,185	2,553,708	1,856,713	1,918,488	21,022,168	4,204,434	4,951,369	4,331,126	3,915,720	3,995,657	4,520,997	21,714,869	4,342,974	
	諸費 ※10	1,166,298	515,682	541,010	612,982	683,460	3,519,433	703,887	677,269	666,131	671,817	678,586	696,943	3,390,746	678,149	
	減価償却費 ※11	－	－	－	－	－	－	－	2,613,254	7,151,273	11,593,093	15,540,089	18,071,408	54,969,117	10,993,823	
	固定資産税 ※12	－	－	－	－	－	－	－	－	242,762	424,118	636,409	672,068	1,975,357	395,071	
	計	11,251,572	6,367,206	3,701,206	3,108,444	3,320,863	27,749,292	5,549,859	8,825,592	12,861,092	17,050,748	21,296,741	24,407,416	84,441,589	16,888,318	
第２区分費用計		82,294,888	69,544,980	57,800,851	59,653,966	59,506,959	328,801,647	65,760,330	63,223,085	70,364,854	81,620,873	93,306,127	102,135,202	410,650,141	82,130,028	

（記載注意）
※1：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※2：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※3：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※4：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※5：取替修繕費であって配電設備に係るもの及び修繕費であって配電設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※6：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※7：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※8：取替修繕費であって業務設備に係るもの及び修繕費であって業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※9：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※10：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※11：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する減価償却費に限る。
※12：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する税額に限る。

写

≪項目別明細表≫
（１）第４条第３項から第５項まで関係
［設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

			2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
拡充投資	連系線・基幹系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	2,277,899	357,076	1,823,674	1,294,944	2,452,659	8,206,252	1,641,250	－	1,838,607	25,788,827	－	－	27,627,434	5,525,487	
		変電設備	1,268,807	2,105,091	1,613,808	37,429,629	6,344,952	48,762,287	9,752,457	－	12,294,810	15,853,575	14,268,800	57,236,400	99,653,585	19,930,717	
		計	3,546,706	2,462,167	3,437,482	38,724,573	8,797,611	56,968,539	11,393,708	－	14,133,417	41,642,402	14,268,800	57,236,400	127,281,019	25,456,204	
	ローカル系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	6,239,731	5,345,056	4,806,976	6,136,448	10,033,434	32,561,645	6,512,329	5,738,446	20,923,167	16,067,650	7,505,844	6,682,306	56,917,413	11,383,483	
		変電設備	1,179,096	1,445,706	577,690	1,306,179	1,062,306	5,570,977	1,114,195	1,482,300	2,940,200	1,912,900	558,000	558,000	7,451,400	1,490,280	
		計	7,418,827	6,790,762	5,384,666	7,442,627	11,095,740	38,132,622	7,626,524	7,220,746	23,863,367	17,980,550	8,063,844	7,240,306	64,368,813	12,873,763	
	配電系統		39,233,869	39,392,637	42,366,910	39,403,932	39,211,752	199,609,100	39,921,820	38,726,874	42,422,945	44,905,622	45,714,751	46,140,190	217,910,382	43,582,076	
	拡充投資計		50,199,402	48,645,566	51,189,058	85,571,132	59,105,103	294,710,261	58,942,052	45,947,620	80,419,729	104,528,574	68,047,395	110,616,896	409,560,214	81,912,043	
更新投資	連系線・基幹系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	8,795,552	2,021,416	3,661,923	7,380,527	3,014,078	24,873,496	4,974,699	3,165,550	11,878,847	2,532,422	1,774,408	3,219,333	22,570,560	4,514,112	
		変電設備	10,025,000	10,445,570	12,354,998	7,699,484	11,255,588	51,780,640	10,356,128	868,436	3,303,531	4,693,821	10,356,542	9,543,885	28,766,215	5,753,243	
		計	18,820,552	12,466,986	16,016,921	15,080,011	14,269,666	76,654,136	15,330,827	4,033,986	15,182,378	7,226,243	12,130,950	12,763,218	51,336,775	10,267,355	
	ローカル系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	19,022,678	15,074,712	12,398,819	12,767,251	12,284,355	71,547,815	14,309,563	12,788,875	10,642,270	11,984,190	16,599,158	9,548,363	61,562,856	12,312,571	
		変電設備	28,256,951	24,397,098	19,029,794	16,591,259	13,473,082	101,748,184	20,349,637	13,393,300	14,834,900	17,976,800	18,246,100	19,481,100	83,932,200	16,786,440	
		計	47,279,629	39,471,810	31,428,613	29,358,510	25,757,437	173,295,999	34,659,200	26,182,175	25,477,170	29,960,990	34,845,258	29,029,463	145,495,056	29,099,011	
	配電系統		65,113,511	53,784,086	42,346,369	45,801,077	47,674,841	254,719,884	50,943,977	49,011,624	47,662,144	48,693,585	50,825,404	51,695,807	247,888,564	49,577,713	
	更新投資計		131,213,692	105,722,882	89,791,903	90,239,598	87,701,944	504,670,019	100,934,004	79,227,785	88,321,692	85,880,818	97,801,612	93,488,488	444,720,395	88,944,079	
合計			181,413,094	154,368,448	140,980,961	175,810,730	146,807,047	799,380,280	159,876,056	125,175,405	168,741,421	190,409,392	165,849,007	204,105,384	854,280,609	170,856,122	
修繕費振替額（配電）			△ 71,043,316	△ 63,177,774	△ 54,099,645	△ 56,545,522	△ 56,186,095	△ 301,052,354	△ 60,210,471	△ 53,245,907	△ 52,272,088	△ 54,298,013	△ 55,921,683	△ 56,483,332	△ 272,221,023	△ 54,444,205	▲表示で記載

写

≪項目別明細表≫
（１）第４条第８項関係
［その他の投資に係る設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
通信工事	6,644,014	5,400,812	6,286,617	7,652,524	6,160,786	32,144,753	6,428,951	6,378,635	7,399,731	6,303,340	6,325,135	5,848,231	32,255,072	6,451,014	
システム開発及び改良	565,196	5,481,784	12,316,547	15,192,360	5,848,934	39,404,821	7,880,964	9,960,402	8,912,312	13,356,147	5,406,578	5,285,199	42,920,638	8,584,128	
建物関連工事	4,114,585	4,049,842	2,312,218	2,824,702	3,723,215	17,024,562	3,404,912	4,401,367	4,720,037	11,347,158	2,110,003	1,468,661	24,047,226	4,809,445	
系統・給電設備工事	1,834,940	2,474,243	4,154,086	2,236,255	4,994,994	15,694,518	3,138,904	11,057,933	3,105,333	6,028,890	2,051,140	3,267,908	25,511,204	5,102,241	
備品取得	229,708	314,659	143,025	199,135	258,565	1,145,092	229,018	310,440	228,690	156,812	52,920	220,350	969,212	193,842	
リース資産取得	342,354	372,754	281,307	898,453	1,256,993	3,151,861	630,372	2,034,278	1,287,495	981,553	911,400	924,300	6,139,026	1,227,805	
用地権利設定※1	239,025	373,297	283,447	453,347	149,006	1,498,122	299,624	345,739	281,952	228,520	227,360	226,200	1,309,771	261,954	
その他	89,030	228,810	165,468	78,754	336,820	898,882	179,776	178,877	177,978	177,079	176,180	175,282	885,396	177,079	
合計	14,058,852	18,696,201	25,942,715	29,535,530	22,729,313	110,962,611	22,192,522	34,667,671	26,113,528	38,579,499	17,260,716	17,416,131	134,037,545	26,807,509	
修繕費振替額（通信）	△ 659,200	△ 584,338	△ 606,487	△ 638,748	△ 718,915	△ 3,207,690	△ 641,538	△ 583,700	△ 469,800	△ 446,000	△ 446,000	△ 446,000	△ 2,391,500	△ 478,300	▲表示で記載
（参考）離島等供給に係る設備投資	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

（記載注意）
※1　規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に関して設定された地役権等をいう。

写

第３表
第３区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
修繕費 ※1	44,529,251	38,263,372	39,678,705	41,609,650	43,879,946	207,960,926	41,592,185	43,967,070	43,253,198	42,196,877	40,721,075	40,418,433	210,556,653	42,111,331	
委託費 ※2	6,759,393	6,732,147	7,095,079	7,496,513	7,415,826	35,498,960	7,099,792	8,229,992	8,188,636	8,147,279	8,105,922	8,064,565	40,736,394	8,147,279	
固定資産除却費	21,983,399	19,786,264	18,331,197	17,486,981	19,217,417	96,805,260	19,361,052	22,854,230	23,302,489	29,608,794	25,771,024	24,024,946	125,561,483	25,112,297	
賃借料 ※3	4,707,665	4,870,842	5,175,694	5,349,599	5,567,638	25,671,440	5,134,288	5,582,585	5,602,052	5,642,708	5,660,125	5,663,422	28,150,892	5,630,178	
託送料 ※4	4,069,885	4,073,364	4,072,463	4,315,628	5,362,846	21,894,189	4,378,838	5,203,614	5,226,614	5,014,614	5,040,614	5,748,864	26,234,320	5,246,864	
共有設備費等分担額	123,538	106,347	120,613	247,252	213,685	811,437	162,288	213,686	213,686	213,686	213,686	213,686	1,068,430	213,686	
共有設備費等分担額（貸方）	△ 11	△ 10	－	△ 8	△ 5	△ 35	△ 7	△ 5	△ 5	△ 5	△ 5	△ 5	△ 25	△ 5	▲表示で記載
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	56,593	53,266	42,984	30,976	40,072	223,893	44,779	40,073	40,073	40,073	40,073	40,073	200,365	40,073	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	678,195	746,026	387,953	449,117	1,611,645	3,872,937	774,588	1,603,587	1,595,529	1,587,470	1,579,412	1,571,354	7,937,352	1,587,470	
需給調整市場手数料 ※6	－	－	－	－	72,873	72,873	14,575	72,873	72,873	72,873	72,873	72,873	364,365	72,873	
電力費振替勘定（貸方）	△ 29,228	△ 7,119	△ 21,089	－	－	△ 57,437	△ 11,487	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	180,806	37,585	463,309	77,143	243,317	1,002,161	200,432	243,318	243,318	243,318	243,318	243,318	1,216,590	243,318	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
廃炉等負担金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
離島等供給に係る費用 ※7	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
離島等供給に係る収益 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
第３区分費用計	83,059,491	74,662,088	75,346,910	77,062,854	83,625,263	393,756,608	78,751,322	88,011,023	87,738,463	92,767,687	87,448,117	86,061,529	442,026,819	88,405,364	

（記載注意）
※1：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※2：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※3：第６条に規定するものを除く。
※4：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※5：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※6：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※7：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※8：送配電等業務に係る収益を除く。

写

≪項目別明細表≫

（１）第５条第３項関係

［修繕費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	設備取替・補修	3,204,352	2,648,050	1,901,874	2,397,302	2,519,965	12,671,545	2,534,309	2,527,360	2,435,490	2,423,231	2,410,961	2,398,717	12,195,759	2,439,152	
	塗装	3,847,913	2,788,478	3,038,575	3,079,195	3,447,062	16,201,225	3,240,245	3,477,869	3,459,913	3,441,958	3,424,007	3,406,053	17,209,800	3,441,960	
	保安対策	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	第三者要請対応	16,246	7,818	26,597	36,566	144,265	231,494	46,299	46,069	45,837	45,607	45,375	45,145	228,033	45,607	
	その他	1,226,164	1,261,228	888,033	1,098,190	1,936,029	6,409,646	1,281,929	1,080,958	1,391,660	1,061,197	1,053,817	1,047,370	5,635,002	1,127,000	
	計	8,294,678	6,705,575	5,855,080	6,611,255	8,047,321	35,513,911	7,102,782	7,132,256	7,332,900	6,971,993	6,934,160	6,897,285	35,268,594	7,053,719	
変電設備	設備取替・補修	5,994,292	3,258,615	3,306,939	3,736,150	4,267,867	20,563,865	4,112,773	4,709,740	4,657,465	4,721,537	4,391,477	4,388,574	22,868,793	4,573,759	
	塗装	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	保安対策	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	第三者要請対応	6,272	1,714	424	496	312	9,219	1,844	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	1,678,906	1,739,363	1,452,225	1,484,681	1,524,175	7,879,352	1,575,871	1,604,862	1,576,432	1,634,488	1,309,580	1,244,022	7,369,384	1,473,877	
	計	7,679,470	4,999,692	4,759,589	5,221,328	5,792,355	28,452,437	5,690,487	6,314,602	6,233,897	6,356,025	5,701,057	5,632,596	30,238,177	6,047,635	
配電設備	第三者要請対応	6,146,752	5,730,508	6,481,527	6,778,782	4,997,034	30,134,604	6,026,921	5,429,500	5,334,812	5,256,234	5,197,252	5,140,087	26,357,885	5,271,577	
	その他	18,092,911	17,011,962	18,594,954	19,372,799	21,657,349	94,729,977	18,945,995	20,880,945	20,304,835	19,448,721	19,285,873	19,194,339	99,114,713	19,822,943	
	計	24,239,663	22,742,470	25,076,481	26,151,582	26,654,383	124,864,581	24,972,916	26,310,445	25,639,647	24,704,955	24,483,125	24,334,426	125,472,598	25,094,520	
業務設備	第三者要請対応	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	4,315,438	3,815,634	3,987,553	3,625,483	3,385,885	19,129,995	3,825,999	4,209,767	4,046,754	4,163,904	3,602,733	3,554,126	19,577,284	3,915,457	
	計	4,315,438	3,815,634	3,987,553	3,625,483	3,385,885	19,129,995	3,825,999	4,209,767	4,046,754	4,163,904	3,602,733	3,554,126	19,577,284	3,915,457	
合計		44,529,251	38,263,372	39,678,705	41,609,650	43,879,946	207,960,926	41,592,185	43,967,070	43,253,198	42,196,877	40,721,075	40,418,433	210,556,653	42,111,331	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	2,763,742	2,456,992	2,708,909	3,010,623	2,993,677	13,933,945	2,786,789	3,217,138	3,175,909	3,134,701	3,093,494	3,052,286	15,673,528	3,134,706	
変電設備	21,389	12,843	24,270	34,547	971	94,023	18,805	18,691	18,597	18,503	18,409	18,315	92,515	18,503	
配電設備	3,965,998	4,241,908	4,354,689	4,437,183	4,416,857	21,416,636	4,283,327	4,983,292	4,983,292	4,983,292	4,983,292	4,983,292	24,916,460	4,983,292	
業務設備	8,263	20,402	7,210	14,158	4,319	54,354	10,871	10,871	10,838	10,783	10,727	10,672	53,891	10,778	
合計	6,759,393	6,732,147	7,095,079	7,496,513	7,415,826	35,498,960	7,099,792	8,229,992	8,188,636	8,147,279	8,105,922	8,064,565	40,736,394	8,147,279	

写

［固定資産除却費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	除却損	2,653,252	1,815,628	1,312,659	1,453,148	1,181,475	8,416,164	1,683,233	1,663,374	1,618,277	3,013,952	1,817,147	3,046,760	11,159,510	2,231,902	
	除却費用	2,599,353	3,334,228	2,440,064	1,926,022	4,659,374	14,959,043	2,991,809	4,514,544	4,898,779	7,341,484	5,570,976	3,575,234	25,901,017	5,180,203	
変電設備	除却損	3,101,528	2,639,293	2,223,559	2,596,864	1,615,106	12,176,351	2,435,270	2,877,571	2,696,404	2,978,447	2,510,194	2,453,562	13,516,178	2,703,236	
	除却費用	4,368,845	2,991,245	2,735,591	3,277,421	3,390,814	16,763,919	3,352,784	3,479,357	4,133,238	5,360,442	6,003,905	5,204,343	24,181,285	4,836,257	
配電設備	除却損	846,138	1,226,023	688,729	1,013,180	993,587	4,767,659	953,532	1,053,190	1,144,179	1,295,350	1,212,032	1,186,420	5,891,171	1,178,234	
	除却費用	7,009,497	5,320,227	5,823,385	6,242,147	6,425,910	30,821,168	6,164,234	6,697,914	6,844,685	7,048,031	7,030,968	7,123,837	34,745,435	6,949,087	
業務設備	除却損	942,656	1,689,653	2,163,739	448,316	457,993	5,702,358	1,140,472	1,474,116	1,013,442	1,362,492	648,584	729,007	5,227,641	1,045,528	
	除却費用	462,127	769,964	943,467	529,880	493,153	3,198,593	639,719	1,094,164	953,485	1,208,596	977,218	705,783	4,939,246	987,849	
合計	除却損	7,543,575	7,370,598	6,388,688	5,511,509	4,248,163	31,062,534	6,212,507	7,068,251	6,472,302	8,650,241	6,187,957	7,415,749	35,794,500	7,158,900	
	除却費用	14,439,824	12,415,666	11,942,508	11,975,472	14,969,253	65,742,725	13,148,545	15,785,979	16,830,187	20,958,553	19,583,067	16,609,197	89,766,983	17,953,397	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
借地借家料	2,457,100	2,684,035	3,085,240	3,184,678	3,276,740	14,687,795	2,937,559	3,276,741	3,276,741	3,276,741	3,276,741	3,276,741	16,383,705	3,276,741	
機械賃借料	146,856	155,295	161,693	691	602	465,139	93,028	603	603	603	603	603	3,015	603	
車両リース料	1,355,409	1,339,163	1,266,935	1,275,683	1,373,981	6,611,173	1,322,235	1,416,981	1,464,981	1,534,981	1,581,981	1,614,981	7,613,905	1,522,781	
その他	748,298	692,348	661,825	888,546	916,313	3,907,331	781,466	888,260	859,727	830,383	800,800	771,097	4,150,267	830,053	
合計	4,707,665	4,870,842	5,175,694	5,349,599	5,567,638	25,671,440	5,134,288	5,582,585	5,602,052	5,642,708	5,660,125	5,663,422	28,150,892	5,630,178	

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
託送料	4,069,885	4,073,364	4,072,463	4,315,628	5,362,846	21,894,189	4,378,838	5,203,614	5,226,614	5,014,614	5,040,614	5,748,864	26,234,320	5,246,864	

写

第６表

制御不能費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
減価償却費 ※1	120,746,002	119,136,249	118,403,405	118,744,629	122,928,351	599,958,638	119,991,728	100,949,227	93,926,907	87,649,287	82,694,297	75,981,495	441,201,213	88,240,243	
退職給与金 ※2	△ 1,860,347	3,092,832	4,085,302	1,864,264	△ 398,940	6,783,110	1,356,622	△ 288,471	1,621,522	－	－	－	1,333,051	266,610	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	2,992,666	2,755,699	742,777	178,329	551,359	7,220,832	1,444,166	－	－	－	－	－	－	－	
賃借料 ※3	10,860,836	10,965,217	11,099,744	11,170,592	11,217,996	55,314,387	11,062,878	11,062,876	11,062,876	11,062,876	11,062,876	11,062,876	55,314,380	11,062,876	
諸費 ※4	724,598	1,061,509	1,476,874	2,077,372	2,026,633	7,366,989	1,473,398	2,473,072	2,477,454	2,478,587	2,477,097	2,475,614	12,381,824	2,476,365	
貸倒損	62,618	42,543	△ 24,062	5,025,395	8,231,547	13,338,042	2,667,608	33,279	33,279	33,279	33,279	33,279	166,395	33,279	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	1,090,480	894,616	377,992	680,343	10,203,933	13,247,365	2,649,473	10,203,933	10,203,933	10,203,933	10,203,933	10,203,933	51,019,665	10,203,933	
インバランス収支過不足額 ※5	△ 740,292	220,146	△ 1,880,847	△ 21,754,995	3,223,234	△ 20,932,755	△ 4,186,551	△ 1,523,616	2,464,124	2,464,125	2,464,125	2,464,125	8,332,883	1,666,577	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	48,716,331	48,647,210	47,647,824	46,614,948	47,955,444	239,581,759	47,916,352	48,110,625	47,809,875	47,644,500	47,469,000	47,432,250	238,466,250	47,693,250	
事業税	6,884,854	6,630,014	3,160,341	7,530,381	6,431,295	30,636,887	6,127,377	7,463,821	7,741,524	7,664,174	7,908,966	7,913,208	38,691,693	7,738,339	
雑税	480,482	473,437	534,544	813,663	737,898	3,040,026	608,005	608,005	608,005	608,005	608,005	608,005	3,040,025	608,005	
法人税等	10,812,519	10,097,359	10,152,172	16,415,708	3,157,912	50,635,673	10,127,135	9,786,811	9,786,811	9,786,811	9,786,811	9,786,811	48,934,055	9,786,811	
賠償負担金相当金	－	－	－	2,708,674	5,720,417	8,429,091	1,685,818	6,000,622	6,000,622	6,000,622	6,000,622	6,000,622	30,003,110	6,000,622	
廃炉円滑化負担金相当金	－	－	－	268,768	567,609	836,378	167,276	595,412	595,412	595,412	595,412	595,412	2,977,060	595,412	
固定資産税 ※6	26,602,049	26,570,857	26,355,374	25,949,932	25,654,232	131,132,446	26,226,489	26,183,570	24,481,346	23,008,766	21,674,086	20,513,396	115,861,164	23,172,233	
調整力の確保に要する費用 ※7	33,420	31,191	51,762	△ 19,860	421,430	517,944	103,589	3,147,346	21,938,699	16,002,008	13,493,649	18,895,195	73,476,897	14,695,379	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
制御不能費用計	227,406,218	230,618,886	222,183,208	218,268,148	248,630,357	1,147,106,820	229,421,364	224,806,512	240,752,389	225,202,385	216,472,158	213,966,221	1,121,199,665	224,239,933	

（記載注意）

※1：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。

※2：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。

※3：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。

※4：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。

※5：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。

※6：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。

※7：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。

※8：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

写

≪項目別明細表≫

（１）第６条第３項第１号関係

［減価償却費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	44,276,885	42,967,909	41,447,163	40,333,207	39,788,770	208,813,936	41,762,787	28,491,216	26,406,435	25,880,640	25,295,886	24,432,540	130,506,717	26,101,343	
変電設備	34,031,374	34,411,719	34,241,902	34,073,875	36,907,344	173,666,216	34,733,243	28,696,331	27,792,762	27,043,651	26,159,995	25,087,517	134,780,256	26,956,051	
配電設備	33,217,263	32,620,151	32,115,015	34,184,964	35,510,489	167,647,884	33,529,577	28,558,169	26,510,175	22,897,821	20,855,037	19,636,776	118,457,978	23,691,596	
業務設備	9,220,479	9,136,468	10,599,324	10,152,581	10,721,747	49,830,602	9,966,120	15,203,511	13,217,535	11,827,175	10,383,379	6,824,662	57,456,262	11,491,252	
合計	120,746,002	119,136,249	118,403,405	118,744,629	122,928,351	599,958,638	119,991,728	100,949,227	93,926,907	87,649,287	82,694,297	75,981,495	441,201,213	88,240,243	

（２）第６条第３項第２号関係

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
数理計算上の差異（2016年度以前発生分）	△ 1,860,347	2,670,428	2,738,063	－	－	3,548,144	709,629	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2017年度発生分）	－	422,404	422,404	353,211	－	1,198,019	239,604	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2018年度発生分）	－	－	924,834	958,947	958,947	2,842,729	568,546	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2019年度発生分）	－	－	－	552,105	552,105	1,104,210	220,842	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2020年度発生分）	－	－	－	－	△ 1,909,993	△ 1,909,993	△ 381,999	△ 1,909,993	－	－	－	－	△ 1,909,993	△ 381,999	
数理計算上の差異（2021年度発生分）	－	－	－	－	－	－	－	1,621,522	1,621,522	－	－	－	3,243,044	648,609	
合計	△ 1,860,347	3,092,832	4,085,302	1,864,264	△ 398,940	6,783,110	1,356,622	△ 288,471	1,621,522	－	－	－	1,333,051	266,610	

数理計算上の差異の償却年数（年）	3

（３）第６条第３項第３号関係

［ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
分析（採油含む）	400,916	439,565	36,199	2,589	707	879,978	175,996	－	－	－	－	－	－	－	
運搬・処理	2,591,194	2,315,494	706,471	175,739	550,652	6,339,552	1,267,911	－	－	－	－	－	－	－	
その他	554	639	106	－	－	1,301	260	－	－	－	－	－	－	－	
合計	2,992,666	2,755,699	742,777	178,329	551,359	7,220,832	1,444,166	－	－	－	－	－	－	－	

写

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
道路占用料	3,387,958	3,415,921	3,498,956	3,516,964	3,532,988	17,352,789	3,470,558	3,470,558	3,470,558	3,470,558	3,470,558	3,470,558	17,352,790	3,470,558	
水面使用料	6	－	－	－	－	6	1	1	1	1	1	1	5	1	
線路使用料	1,517,081	1,530,531	1,539,763	1,595,002	1,597,312	7,779,692	1,555,939	1,555,938	1,555,938	1,555,938	1,555,938	1,555,938	7,779,690	1,555,938	
電柱敷地料	5,476,881	5,510,243	5,541,736	5,551,066	5,573,153	27,653,081	5,530,616	5,530,616	5,530,616	5,530,616	5,530,616	5,530,616	27,653,080	5,530,616	
線下補償料	217,666	245,656	250,377	235,254	240,454	1,189,408	237,882	237,882	237,882	237,882	237,882	237,882	1,189,410	237,882	
河敷料	261,242	262,864	268,910	272,304	274,087	1,339,409	267,882	267,881	267,881	267,881	267,881	267,881	1,339,405	267,881	
占用関係借地料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	10,860,836	10,965,217	11,099,744	11,170,592	11,217,996	55,314,387	11,062,878	11,062,876	11,062,876	11,062,876	11,062,876	11,062,876	55,314,380	11,062,876	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
受益者負担金	163,531	149,107	169,722	467,348	208,693	1,158,403	231,681	231,681	231,681	231,681	231,681	231,681	1,158,405	231,681	
推進機関の会費（特別会費を含む）	561,066	912,402	1,307,152	1,610,024	1,667,660	6,058,305	1,211,661	1,298,398	1,298,398	1,298,398	1,298,398	1,298,398	6,491,990	1,298,398	
災害等扶助拠出金	－	－	－	－	150,280	150,280	30,056	942,993	947,375	948,508	947,018	945,535	4,731,429	946,286	
合計	724,598	1,061,509	1,476,874	2,077,372	2,026,633	7,366,989	1,473,398	2,473,072	2,477,454	2,478,587	2,477,097	2,475,614	12,381,824	2,476,365	

［貸倒損］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
貸倒損引当額	△ 499,237	42,540	△ 94,669	5,025,186	8,223,492	12,697,312	2,539,462	17,485	17,485	17,485	17,485	17,485	87,425	17,485	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	561,855	3	70,607	209	8,054	640,730	128,146	15,794	15,794	15,794	15,794	15,794	78,970	15,794	
合計	62,618	42,543	△ 24,062	5,025,395	8,231,547	13,338,042	2,667,608	33,279	33,279	33,279	33,279	33,279	166,395	33,279	

［振替損失調整額］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
振替損失電力量（千kWh）	137,922	100,683	82,016	157,142	481,748	959,512	191,903	481,748	481,748	481,748	481,748	481,748	2,408,741	481,748	
振替損失調整額	1,090,480	894,616	377,992	680,343	10,203,933	13,247,365	2,649,473	10,203,933	10,203,933	10,203,933	10,203,933	10,203,933	51,019,665	10,203,933	

写

［インバランス収支過不足額］

参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額（千円）	△ 7,618,088

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
インバランス収支過不足額	△ 740,292	220,146	△ 1,880,847	△ 21,754,995	3,223,234	△ 20,932,755	△ 4,186,551	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
「参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額」に係る回収・還元調整額								△ 1,523,616	2,464,124	2,464,125	2,464,125	2,464,125	8,332,883	1,666,577	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年度の収支過不足額に伴う調整額15,950,971千円が含まれる
合計								△ 1,523,616	2,464,124	2,464,125	2,464,125	2,464,125	8,332,883	1,666,577	

（４）第６条第３項第８号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法第二十八条の四十第一項第五号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	20,696,568	6,846,705	11,465,712	18,412,641	57,421,626	11,484,325	
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用	33,420	32,050	54,878	44,466	61,363	226,179	45,236	45,236	854,512	8,767,684	1,640,318	94,935	11,402,685	2,280,537	
電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
最終保障供給に係る利益又は損失	－	△ 858	△ 3,115	△ 64,327	360,067	291,765	58,353	3,102,110	387,619	387,619	387,619	387,619	4,652,586	930,517	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年3月から2023年3月までの調整額として4,360,821千円が含まれる
合計	33,420	31,191	51,762	△ 19,860	421,430	517,944	103,589	3,147,346	21,938,699	16,002,008	13,493,649	18,895,195	73,476,897	14,695,379	

写

第７表
事後検証費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
託送料 ※1	1,649,195	2,086,143	2,259,217	1,498,678	2,530,216	10,023,450	2,004,690	2,410,777	2,387,080	2,500,014	2,501,990	2,678,578	12,478,439	2,495,688	
補償費	808,424	962,966	1,023,021	743,822	1,638,502	5,176,737	1,035,348	786,336	786,336	786,336	2,341,336	786,336	5,486,680	1,097,336	
事業者間精算費	2,246,548	2,724,127	2,999,815	3,786,051	12,110,446	23,866,989	4,773,398	12,110,446	12,110,446	12,110,446	12,110,446	12,110,446	60,552,230	12,110,446	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	291,108	1,589,845	694,353	1,420,174	200,120	4,195,601	839,120	349,268	349,268	349,268	349,268	349,268	1,746,340	349,268	
調整力の確保に要する費用 ※3	22,666,863	25,179,206	22,526,463	24,553,621	32,898,353	127,824,509	25,564,902	36,815,444	40,745,217	42,677,725	38,818,981	38,892,721	197,950,088	39,590,018	
発電抑制に要する費用 ※4	－	－	－	－	－	－	－	9,290	11,900	12,640	14,130	14,130	62,090	12,418	
事後検証費用計	27,662,141	32,542,289	29,502,871	32,002,348	49,377,639	171,087,289	34,217,458	52,481,561	56,390,247	58,436,429	56,136,151	54,831,479	278,275,867	55,655,173	

（記載注意）
※1：連系線の増強等に係る費用に限る。
※2：災害等扶助交付金を含む。
※3：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、
　　一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。
※4：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

写

≪項目別明細表≫

（１）第７条第３項第１号関係

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
託送料	1,649,195	2,086,143	2,259,217	1,498,678	2,530,216	10,023,450	2,004,690	2,410,777	2,387,080	2,500,014	2,501,990	2,678,578	12,478,439	2,495,688	

［事業者間精算費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	5,844	5,802	1,341	14,262	56,014	83,264	16,653	56,015	56,015	56,015	56,015	56,015	280,073	56,015	
	電力量料金	9,058	8,994	2,047	18,922	51,986	91,009	18,202	51,987	51,987	51,987	51,987	51,987	259,935	51,987	
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	40,132	47,035	130,900	602,991	4,916,542	5,737,601	1,147,520	4,916,543	4,916,543	4,916,543	4,916,543	4,916,543	24,582,714	4,916,543	
	電力量料金	14,447	16,932	47,124	217,076	1,769,955	2,065,536	413,107	1,769,955	1,769,955	1,769,955	1,769,955	1,769,955	8,849,775	1,769,955	
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	1,371,148	453,237	128,575	678,471	4,914,897	7,546,330	1,509,266	4,914,898	4,914,898	4,914,898	4,914,898	4,914,898	24,574,488	4,914,898	
	電力量料金	680,351	86,115	24,429	128,909	5,170,468	6,090,274	1,218,055	5,170,469	5,170,469	5,170,469	5,170,469	5,170,469	25,852,345	5,170,469	
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）															
	電力量料金															
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	160,932	167,488	1,124,377	1,571,591	2,816,842	5,841,232	1,168,247	2,816,843	2,816,843	2,816,843	2,816,843	2,816,843	14,084,213	2,816,843	
	電力量料金	45,061	46,896	314,825	440,045	788,715	1,635,545	327,109	788,716	788,716	788,716	788,716	788,716	3,943,580	788,716	
関西電力送配電	電力量（千kWh）	4,299,618	5,054,640	4,236,582	4,933,825	7,136,182	25,660,849	5,132,170	7,136,183	7,136,183	7,136,183	7,136,183	7,136,183	35,680,913	7,136,183	
	電力量料金	989,163	1,162,567	974,417	1,134,995	1,641,528	5,902,672	1,180,535	1,641,529	1,641,529	1,641,529	1,641,529	1,641,529	8,207,645	1,641,529	
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	1,141,589	891,482	960,579	1,718,310	2,740,564	7,452,525	1,490,505	2,740,564	2,740,564	2,740,564	2,740,564	2,740,564	13,702,821	2,740,564	
	電力量料金	342,476	267,444	288,173	515,493	822,169	2,235,757	447,152	822,169	822,169	822,169	822,169	822,169	4,110,845	822,169	
四国電力送配電	電力量（千kWh）	126,394	1,495,977	1,733,251	1,643,806	2,128,233	7,127,664	1,425,533	2,128,234	2,128,234	2,128,234	2,128,234	2,128,234	10,641,169	2,128,234	
	電力量料金	95,898	893,988	1,101,052	910,681	1,149,325	4,150,947	830,189	1,149,325	1,149,325	1,149,325	1,149,325	1,149,325	5,746,625	1,149,325	
九州電力送配電	電力量（千kWh）	250,324	861,387	884,801	1,499,738	2,558,199	6,054,451	1,210,890	2,558,199	2,558,199	2,558,199	2,558,199	2,558,199	12,790,996	2,558,199	
	電力量料金	70,090	241,188	247,744	419,926	716,295	1,695,246	339,049	716,296	716,296	716,296	716,296	716,296	3,581,480	716,296	
合計	電力量（千kWh）	7,395,983	8,977,052	9,200,409	12,662,996	27,267,477	65,503,919	13,100,784	27,267,477	27,267,477	27,267,477	27,267,477	27,267,477	136,337,387	27,267,477	
	電力量料金	2,246,548	2,724,127	2,999,815	3,786,051	12,110,446	23,866,989	4,773,398	12,110,446	12,110,446	12,110,446	12,110,446	12,110,446	60,552,230	12,110,446	

（２）第７条第３項第２号関係

［補償費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
定期的補償費	73	131	13,936	475	475	15,091	3,018	288	288	288	288	288	1,440	288	
臨時的補償費	670,575	746,847	562,757	501,834	1,441,673	3,923,687	784,738	538,456	538,456	538,456	2,093,456	538,456	4,247,280	849,456	
損害賠償費	137,775	215,987	446,327	241,513	196,354	1,237,958	247,592	247,592	247,592	247,592	247,592	247,592	1,237,960	247,592	
その他	0	－	0	－	－	0	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	808,424	962,966	1,023,021	743,822	1,638,502	5,176,737	1,035,348	786,336	786,336	786,336	2,341,336	786,336	5,486,680	1,097,336	

写

（３）第７条第３項第３号関係

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
委託費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
修繕費	287,673	1,527,842	694,353	1,418,283	231,882	4,160,035	832,007	574,154	574,154	574,154	574,154	574,154	2,870,770	574,154	
固定資産除却費	3,435	62,002	－	1,890	4,176	71,505	14,301	7,959	7,959	7,959	7,959	7,959	39,795	7,959	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	△ 35,939	△ 35,939	△ 7,188	△ 232,845	△ 232,845	△ 232,845	△ 232,845	△ 232,845	△ 1,164,225	△ 232,845	▲表示で記載
合計	291,108	1,589,845	694,353	1,420,174	200,120	4,195,601	839,120	349,268	349,268	349,268	349,268	349,268	1,746,340	349,268	

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］過去10年間の実績額

（単位：千円）

	2012年度（実績）	2013年度（実績）	2014年度（実績）	2015年度（実績）	2016年度（実績）	参照期間		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						10ヶ年計	10ヶ年平均	
委託費	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
修繕費	359,059	467,113	598,055	97,374	59,901			287,673	1,527,842	694,353	1,418,283	231,882	5,741,535	574,154	
固定資産除却費	－	－	－	7,183	901			3,435	62,002	－	1,890	4,176	79,587	7,959	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	－			－	－	－	－	△ 35,939	△ 35,939	△ 3,594	▲表示で記載
合計	359,059	467,113	598,055	104,557	60,802			291,108	1,589,844	694,353	1,420,173	200,119	5,785,183	578,518	

（４）第７条第３項第４号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
一般送配電事業者が、電気の周波数の値の維持及びインバランスを調整するための指令をすることができる調整電源等を公募により調達するのに要する費用	16,192,351	17,219,606	15,852,151	15,926,537	13,950,705	79,141,353	15,828,271	13,333,280	－	－	－	－	13,333,280	2,666,656	
一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用	4,477,679	4,640,118	3,572,189	5,310,692	12,950,422	30,951,101	6,190,220	11,370,471	－	－	－	－	11,370,471	2,274,094	
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用	－	－	－	－	－	－	－	6,434,746	35,433,944	38,658,756	35,433,944	35,507,684	151,469,074	30,293,815	
その他	1,996,832	3,319,481	3,102,122	3,316,391	5,997,225	17,732,054	3,546,411	5,676,947	5,311,273	4,018,969	3,385,037	3,385,037	21,777,263	4,355,453	
合計	22,666,863	25,179,206	22,526,463	24,553,621	32,898,353	127,824,509	25,564,902	36,815,444	40,745,217	42,677,725	38,818,981	38,892,721	197,950,088	39,590,018	

㊞写

第８表

次世代投資明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
減価償却費	－	－	－	－	－	－	－	975,570	2,821,000	5,551,270	8,259,170	8,816,540	26,423,550	5,284,710	
固定資産税	－	－	－	－	－	－	－	－	104,965	199,946	356,204	386,533	1,047,648	209,530	
研究費	－	－	－	－	－	－	－	458,000	100,000	160,000	160,000	160,000	1,038,000	207,600	
委託費	－	－	－	－	－	－	－	1,426,164	1,565,127	2,228,789	2,616,362	2,822,889	10,659,331	2,131,866	
諸費	－	－	－	29,243	113,317	142,560	28,512	370,442	595,702	727,016	666,048	795,351	3,154,559	630,912	
修繕費	－	－	－	－	－	－	－	1,047,075	1,163,776	1,669,406	5,782,168	7,967,169	17,629,594	3,525,919	
次世代投資計	－	－	－	29,243	113,317	142,560	28,512	4,277,251	6,350,570	10,536,427	17,839,952	20,948,482	59,952,682	11,990,536	

写

第９表
事業報酬明細表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
特定固定資産		1,913,135,525	1,934,336,224	1,979,304,731	2,017,145,925	2,047,119,503	9,891,041,908	1,978,208,382	
建設中の資産		35,864,419	36,090,034	30,433,895	27,222,347	35,577,045	165,187,740	33,037,548	
特定投資		9,781,546	9,085,837	8,443,399	7,849,425	7,299,630	42,459,837	8,491,967	
運転資本	営業資本	46,766,492	49,245,390	48,731,983	48,992,562	48,818,000	242,554,427	48,510,885	
	貯蔵品	9,644,312	9,788,185	9,938,105	10,079,242	10,209,834	49,659,678	9,931,936	
	計	56,410,804	59,033,575	58,670,088	59,071,804	59,027,834	292,214,105	58,442,821	
繰延償却資産		－	－	－	－	－	－	－	
レートベース計		2,015,192,294	2,038,545,670	2,076,852,113	2,111,289,501	2,149,024,012	10,390,903,590	2,078,180,718	
報酬率		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	
事業報酬計		30,227,884	30,578,185	31,152,782	31,669,343	32,235,360	155,863,554	31,172,711	

第１０表
追加事業報酬明細表

（単位：千円）

	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均	
追加事業報酬額	133,216	141,274	149,549	199,004	425,634	1,048,677	209,735	
追加事業報酬計	133,216	141,274	149,549	199,004	425,634	1,048,677	209,735	

第１１表
追加事業報酬対象額明細表

（単位：千円）

	設備名称	区間	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
								5ヶ年計	5ヶ年平均	
特定固定資産	飛騨変換所	岐阜県高山市	14,786,085	13,817,599	12,902,414	12,036,350	11,215,157	64,757,605	12,951,521	
特定固定資産	東清水変換所 静岡変電所 東栄変電所	静岡県静岡市 静岡県島田市 愛知県北設楽郡東栄町	－	－	－	7,104,000	41,964,000	49,068,000	9,813,600	
特定固定資産			－	－	－	－	－	－	－	
建設中の資産	東清水変換所 静岡変電所 東栄変電所	静岡県静岡市 静岡県島田市 愛知県北設楽郡東栄町	2,976,000	5,019,000	7,037,500	7,393,500	3,572,000	25,998,000	5,199,600	
建設中の資産			－	－	－	－	－	－	－	
建設中の資産			－	－	－	－	－	－	－	
合　　計			17,762,085	18,836,599	19,939,914	26,533,850	56,751,157	139,823,605	27,964,721	

写

第１２表
控除収益明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
地帯間販売送電料	△ 111,508	△ 102,833	△ 88,589	△ 75,154	△ 132,577	△ 510,662	△ 102,133	△ 132,578	△ 132,578	△ 132,578	△ 132,578	△ 132,578	△ 662,890	△ 132,578	▲表示で記載
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
託送収益 ※1	△ 1,586,176	△ 1,572,164	△ 1,642,913	△ 2,598,812	△ 8,204,333	△ 15,604,399	△ 3,120,880	△ 6,201,257	△ 6,167,905	△ 6,665,336	△ 6,601,813	△ 5,555,997	△ 31,192,308	△ 6,238,462	▲表示で記載
事業者間精算収益	△ 1,343,903	△ 1,888,667	△ 1,935,077	△ 1,289,131	△ 2,176,327	△ 8,633,107	△ 1,726,621	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 10,881,635	△ 2,176,327	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	△ 8,653,741	△ 8,029,394	△ 7,912,149	△ 16,722,330	△ 17,532,041	△ 58,849,657	△ 11,769,931	△ 18,085,585	△ 19,005,738	△ 19,434,595	△ 19,182,664	△ 18,881,012	△ 94,589,594	△ 18,917,919	▲表示で記載
預金利息	△ 849	△ 639	△ 518	△ 11	△ 19	△ 2,039	△ 408	△ 20	△ 20	△ 20	△ 20	△ 20	△ 100	△ 20	▲表示で記載
控除収益計	△ 11,696,179	△ 11,593,699	△ 11,579,247	△ 20,685,440	△ 28,045,299	△ 83,599,866	△ 16,719,973	△ 26,595,767	△ 27,482,568	△ 28,408,856	△ 28,093,402	△ 26,745,934	△ 137,326,527	△ 27,465,305	

（記載注意）
※1：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。
※2：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。

写

≪項目別明細表≫

（１）第１１条第３項関係

［託送収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
その他託送収益	△ 1,586,176	△ 1,572,164	△ 1,642,913	△ 2,598,812	△ 8,204,333	△ 15,604,399	△ 3,120,880	△ 6,201,257	△ 6,167,905	△ 6,665,336	△ 6,601,813	△ 5,555,997	△ 31,192,308	△ 6,238,462	

［事業者間精算収益］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	△ 8,132	△ 1,634	△ 32,529	△ 40,323	△ 51,747	△ 134,367	△ 26,873	△ 51,747	△ 51,747	△ 51,747	△ 51,747	△ 51,747	△ 258,737	△ 51,747	▲表示で記載
	電力量料金	△ 8,539	△ 1,715	△ 34,156	△ 42,339	△ 54,334	△ 141,085	△ 28,217	△ 54,335	△ 54,335	△ 54,335	△ 54,335	△ 54,335	△ 271,675	△ 54,335	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	△ 14,794	△ 16,291	△ 30,180	△ 166,017	△ 302,612	△ 529,897	△ 105,979	△ 302,612	△ 302,612	△ 302,612	△ 302,612	△ 302,612	△ 1,513,064	△ 302,613	▲表示で記載
	電力量料金	△ 15,534	△ 17,106	△ 31,689	△ 174,318	△ 317,743	△ 556,392	△ 111,278	△ 317,743	△ 317,743	△ 317,743	△ 317,743	△ 317,743	△ 1,588,715	△ 317,743	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	△ 2,792,785	△ 3,791,310	△ 3,864,037	△ 2,754,564	△ 2,615,300	△ 15,817,998	△ 3,163,600	△ 2,615,300	△ 2,615,300	△ 2,615,300	△ 2,615,300	△ 2,615,300	△ 13,076,503	△ 2,615,301	▲表示で記載
	電力量料金	△ 730,809	△ 1,675,700	△ 1,716,270	△ 705,805	△ 1,484,427	△ 6,313,013	△ 1,262,603	△ 1,484,428	△ 1,484,428	△ 1,484,428	△ 1,484,428	△ 1,484,428	△ 7,422,140	△ 1,484,428	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）															▲表示で記載
	電力量料金															▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	△ 375,581	△ 220,358	△ 162,474	△ 408,080	△ 164,451	△ 1,330,947	△ 266,189	△ 164,451	△ 164,451	△ 164,451	△ 164,451	△ 164,451	△ 822,255	△ 164,451	▲表示で記載
	電力量料金	△ 60,093	△ 35,257	△ 25,995	△ 65,292	△ 26,312	△ 212,951	△ 42,590	△ 26,312	△ 26,312	△ 26,312	△ 26,312	△ 26,312	△ 131,560	△ 26,312	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量（千kWh）	△ 3,189,013	△ 849,077	△ 404,381	△ 1,271,968	△ 1,110,542	△ 6,824,982	△ 1,364,996	△ 1,110,542	△ 1,110,542	△ 1,110,542	△ 1,110,542	△ 1,110,542	△ 5,552,710	△ 1,110,542	▲表示で記載
	電力量料金	△ 512,935	△ 135,883	△ 67,232	△ 220,592	△ 203,600	△ 1,140,244	△ 228,049	△ 203,601	△ 203,601	△ 203,601	△ 203,601	△ 203,601	△ 1,018,005	△ 203,601	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	△ 57,883	△ 89,677	△ 243,753	△ 299,120	△ 413,746	△ 1,104,181	△ 220,836	△ 413,746	△ 413,746	△ 413,746	△ 413,746	△ 413,746	△ 2,068,733	△ 413,747	▲表示で記載
	電力量料金	△ 10,180	△ 16,471	△ 39,932	△ 50,497	△ 68,013	△ 185,095	△ 37,019	△ 68,013	△ 68,013	△ 68,013	△ 68,013	△ 68,013	△ 340,065	△ 68,013	▲表示で記載
四国電力送配電	電力量（千kWh）	△ 4,321	△ 13,964	△ 58,933	△ 91,248	△ 46,550	△ 215,018	△ 43,004	△ 46,550	△ 46,550	△ 46,550	△ 46,550	△ 46,550	△ 232,751	△ 46,550	▲表示で記載
	電力量料金	△ 698	△ 2,455	△ 9,540	△ 15,697	△ 7,898	△ 36,289	△ 7,258	△ 7,898	△ 7,898	△ 7,898	△ 7,898	△ 7,898	△ 39,490	△ 7,898	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量（千kWh）	△ 30,823	△ 23,694	△ 60,261	△ 85,806	△ 84,937	△ 285,522	△ 57,104	△ 84,937	△ 84,937	△ 84,937	△ 84,937	△ 84,937	△ 424,685	△ 84,937	▲表示で記載
	電力量料金	△ 5,112	△ 4,077	△ 10,259	△ 14,587	△ 13,996	△ 48,034	△ 9,607	△ 13,997	△ 13,997	△ 13,997	△ 13,997	△ 13,997	△ 69,985	△ 13,997	▲表示で記載
合計	電力量（千kWh）	△ 6,473,336	△ 5,006,008	△ 4,856,551	△ 5,117,129	△ 4,789,888	△ 26,242,914	△ 5,248,583	△ 4,789,888	△ 4,789,888	△ 4,789,888	△ 4,789,888	△ 4,789,888	△ 23,949,441	△ 4,789,888	▲表示で記載
	電力量料金	△ 1,343,903	△ 1,888,667	△ 1,935,077	△ 1,289,131	△ 2,176,327	△ 8,633,107	△ 1,726,621	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 10,881,635	△ 2,176,327	▲表示で記載

写

［電気事業雑収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
契約超過金	－	－	－	△ 113	△ 196	△ 309	△ 62	△ 197	△ 197	△ 197	△ 197	△ 197	△ 985	△ 197	▲表示で記載
違約金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
諸貸付料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
受託運転益	△ 558	△ 524	△ 982	△ 3,486	△ 2,172	△ 7,724	△ 1,545	△ 2,172	△ 2,172	△ 2,172	△ 2,172	△ 2,172	△ 10,860	△ 2,172	▲表示で記載
器具販売益	0	－	0	－	△ 153	△ 154	△ 31	△ 154	△ 154	△ 154	△ 154	△ 154	△ 770	△ 154	▲表示で記載
受託工事益	△ 5,611	△ 10,342	△ 6,872	△ 19,693	△ 24,488	△ 67,008	△ 13,402	△ 24,489	△ 24,489	△ 24,489	△ 24,489	△ 24,489	△ 122,445	△ 24,489	▲表示で記載
広告料	△ 26,376	△ 26,334	△ 23,093	△ 89,344	△ 84,235	△ 249,383	△ 49,877	△ 84,236	△ 84,236	△ 84,236	△ 84,236	△ 84,236	△ 421,180	△ 84,236	▲表示で記載
供給雑収	△ 66,206	△ 149,241	△ 128,488	△ 1,112,822	△ 1,209,006	△ 2,665,766	△ 533,153	△ 1,209,007	△ 1,209,007	△ 1,209,007	△ 1,209,007	△ 1,209,007	△ 6,045,035	△ 1,209,007	▲表示で記載
系統設置交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
広域系統整備交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
雑口	△ 8,554,988	△ 7,842,951	△ 7,752,711	△ 15,496,870	△ 16,211,787	△ 55,859,310	△ 11,171,862	△ 16,765,330	△ 17,685,483	△ 18,114,340	△ 17,862,409	△ 17,560,757	△ 87,988,319	△ 17,597,664	▲表示で記載
合計	△ 8,653,741	△ 8,029,394	△ 7,912,149	△ 16,722,330	△ 17,532,041	△ 58,849,657	△ 11,769,931	△ 18,085,585	△ 19,005,738	△ 19,434,595	△ 19,182,664	△ 18,881,012	△ 94,589,594	△ 18,917,919	▲表示で記載
（再掲）共架料	△ 1,937,413	△ 1,836,757	△ 1,825,153	△ 7,445,778	△ 7,509,865	△ 20,554,968	△ 4,110,994	△ 7,509,866	△ 7,509,866	△ 7,509,866	△ 7,509,866	△ 7,509,866	△ 37,549,330	△ 7,509,866	▲表示で記載
（参考）災害等扶助交付金	－	－	－	－	△ 35,939	△ 35,939	△ 7,188	△ 232,845	△ 232,845	△ 232,845	△ 232,845	△ 232,845	△ 1,164,225	△ 232,845	▲表示で記載

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

様式第３（第8条関係）

７部門整理表（１）

（単位　千円）

	水力発電費			火力発電費			新エネルギー等発電等費			送電費		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般
役員給与	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75,945	0	75,945
給料手当	0	0	0	0	0	0	0	0	0	42,846,335	35,418,374	7,427,961
給料手当振替額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	△1,051,495	△986,490	△65,005
退職給与金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,772,244	0	6,772,244
厚生費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,450,302	7,093,796	2,356,506
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給	0	0	0	0	0	0	0	0	0	459,031	229,346	229,685
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
消耗品費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	499,655	217,589	282,066
修繕費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,921,977	44,470,427	1,451,550
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,758,150	4,755,294	2,856
賃借料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,095,436	11,868,763	2,226,673
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32,507,292	32,507,292	0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60,552,230	60,552,230	0
委託費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34,872,415	27,472,920	7,399,495
損害保険料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28,747	15,630	13,117
普及開発関係費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
養成費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	447,830	0	447,830
研究費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,348,425	0	6,348,425
諸費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,262,855	1,177,805	13,085,050
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34,181,127	33,541,832	639,295
雑税	0	0	0	0	0	0	0	0	0	468,002	176,015	291,987
減価償却費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150,753,499	142,819,540	7,933,959
固定資産除却費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37,755,579	37,072,164	683,415
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,068,430	1,068,430	0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	△25	△25	0
建設分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	△367,965	0	△367,965
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	△2,819	0	△2,819
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	482,066	0	482,066
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,233,419	0	11,233,419
電気事業報酬	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,453,370	0	45,453,370
合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	553,872,057	439,470,932	114,401,125

（記載注意）
１　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。
２　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　１　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。
２　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。
３　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第３（第8条関係）

７部門整理表（２）

（単位　千円）

	変電費			配電費			販売費			合計	帰属方法別（%）		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般		直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	90,330	0	90,330	273,473	0	273,473	129,252	0	129,252	569,000	0.0	100.0	0.0
給料手当	52,817,921	43,982,933	8,834,988	167,158,793	140,410,990	26,747,803	78,394,425	65,752,607	12,641,818	341,217,474	83.7	16.3	0.0
給料手当振替額（貸方）	△1,054,944	△977,625	△77,319	△3,487,317	△3,253,235	△234,082	△316,919	△206,285	△110,634	△5,910,675	91.8	8.2	0.0
退職給与金	8,055,063	0	8,055,063	24,386,591	0	24,386,591	11,525,839	0	11,525,839	50,739,737	0.0	100.0	0.0
厚生費	11,548,145	8,745,262	2,802,883	36,868,381	28,382,692	8,485,689	17,199,799	13,189,206	4,010,593	75,066,627	76.5	23.5	0.0
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
雑給	435,451	162,258	273,193	13,319,415	12,492,327	827,088	1,387,860	996,953	390,907	15,601,757	89.0	11.0	0.0
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
消耗品費	816,231	480,735	335,496	4,325,775	3,310,064	1,015,711	1,157,979	677,924	480,055	6,799,640	68.9	31.1	0.0
修繕費	46,346,632	44,333,226	2,013,406	436,070,445	423,863,023	12,207,422	5,396,809	0	5,396,809	533,735,863	96.1	3.9	0.0
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
補償費	147,686	147,597	89	602,404	602,042	362	40,530	40,506	24	5,548,770	99.9	0.0	0.1
賃借料	5,124,109	2,912,939	2,211,170	58,435,528	54,052,110	4,383,418	5,810,199	0	5,810,199	83,465,272	82.5	17.5	0.0
託送料	6,201,082	6,201,082	0	4,385	4,385	0	0	0	0	38,712,759	100.0	0.0	0.0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60,552,230	100.0	0.0	0.0
委託費	18,912,528	8,648,884	10,263,644	170,136,056	107,121,782	63,014,274	58,722,225	27,501,186	31,221,039	282,643,224	62.0	0.0	38.0
損害保険料	24,177	13,145	11,032	200,836	109,195	91,641	0	0	0	253,760	54.4	0.0	45.6
普及開発関係費	0	0	0	0	0	0	11,170	11,170	0	11,170	100.0	0.0	0.0
養成費	479,865	0	479,865	1,874,543	0	1,874,543	1,990,177	0	1,990,177	4,792,415	54.6	45.4	0.0
研究費	4,873,946	0	4,873,946	15,579,531	0	15,579,531	4,105,793	0	4,105,793	30,907,695	12.7	0.0	87.3
諸費	13,292,316	1,101,817	12,190,499	47,012,882	10,106,320	36,906,562	20,425,021	2,981,866	17,443,155	94,993,074	19.2	0.0	80.8
貸倒損	0	0	0	0	0	0	166,395	166,395	0	166,395	100.0	0.0	0.0
固定資産税	33,126,031	32,227,671	898,360	60,532,932	54,966,716	5,566,216	2,409,686	0	2,409,686	130,249,776	92.7	7.3	0.0
雑税	2,340,847	880,390	1,460,457	200,466	75,395	125,071	30,710	11,550	19,160	3,040,025	37.6	0.0	62.4
減価償却費	164,468,144	153,319,071	11,149,073	220,088,804	151,009,399	69,079,405	29,905,355	0	29,905,355	565,215,802	79.1	20.9	0.0
固定資産除却費	38,669,777	37,709,418	960,359	46,599,935	40,649,576	5,950,359	2,575,987	0	2,575,987	125,601,278	91.9	8.1	0.0
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,068,430	100.0	0.0	0.0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	△25	100.0	0.0	0.0
建設分担関連費振替額（貸方）	△233,789	0	△233,789	△322,011	0	△322,011	△4,870	0	△4,870	△928,635	0.0	100.0	0.0
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△2,180	0	△2,180	△6,568	0	△6,568	△713	0	△713	△12,280	0.0	0.0	100.0
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
社債発行費	306,283	0	306,283	421,861	0	421,861	6,380	0	6,380	1,216,590	0.0	100.0	0.0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
法人税等	8,687,977	0	8,687,977	26,172,216	0	26,172,216	2,840,443	0	2,840,443	48,934,055	0.0	0.0	100.0
電気事業報酬	36,503,285	0	36,503,285	72,324,195	0	72,324,195	1,582,704	0	1,582,704	155,863,554	0.0	0.0	100.0
合計	451,976,913	339,888,803	112,088,110	1,398,773,551	1,023,902,781	374,870,770	245,492,236	111,123,078	134,369,158	2,650,114,757	72.7	11.5	15.8

（記載注意）
１　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。
２　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　１　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。
２　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。
３　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第４（第10条関係）

送配電関連費整理表（１）

（単位　千円）

	総離島等供給費				総アンシラリーサービス費	総送電費	受電用変電サービス費	配電用変電サービス費
		水力発電費分	火力発電費分	新エネルギー等発電等費分				
役員給与	0	0	0	0		75,945	60,592	29,738
給料手当	0	0	0	0		42,846,335	35,429,736	17,388,185
給料手当振替額（貸方）	0	0	0	0		△1,051,495	△707,646	△347,298
退職給与金	0	0	0	0		6,772,244	5,403,256	2,651,807
厚生費	0	0	0	0		9,450,302	7,746,381	3,801,764
委託検針費	0	0	0	0		0	0	0
委託集金費	0	0	0	0		0	0	0
雑給	0	0	0	0		459,031	292,096	143,355
燃料費	0	0	0	0		0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	0		0	0	0
消耗品費	0	0	0	0		499,655	547,520	268,711
修繕費	0	0	0	0		45,921,977	34,038,489	12,308,143
水利使用料	0	0	0	0		0	0	0
補償費	0	0	0	0		4,758,150	22,901	124,785
賃借料	0	0	0	0		14,095,436	3,763,314	1,360,795
託送料	0	0	0	0		32,507,292	4,554,278	1,646,804
事業者間精算費	0	0	0	0		60,552,230	0	0
委託費	0	0	0	0		34,872,415	13,889,982	5,022,546
損害保険料	0	0	0	0		28,747	3,749	20,428
普及開発関係費	0	0	0	0		0	0	0
養成費	0	0	0	0		447,830	322,876	156,989
研究費	0	0	0	0		6,348,425	3,269,395	1,604,551
諸費	0	0	0	0		14,262,855	8,916,353	4,375,963
貸倒損	0	0	0	0		0	0	0
固定資産税	0	0	0	0		34,181,127	20,985,814	12,140,217
雑税	0	0	0	0		468,002	1,570,217	770,630
減価償却費	0	0	0	0		150,753,499	104,192,919	60,275,225
固定資産除却費	0	0	0	0		37,755,579	24,497,856	14,171,921
共有設備費等分担額	0	0	0	0		1,068,430	0	0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0		△25	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	200,365	0	0
他社購入電源費	0	0	0	0	339,327,041	0	0	0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	0	0		0				
建設分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	0		△367,965	△156,823	△76,966
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	0		△2,819	△1,462	△718
開発費	0	0	0	0		0	0	0
開発費償却	0	0	0	0		0	0	0
株式交付費	0	0	0	0		0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0		0	0	0
社債発行費	0	0	0	0		482,066	205,452	100,831
社債発行費償却	0	0	0	0		0	0	0
法人税等	0	0	0	0		11,233,419	5,827,809	2,860,168
電気事業報酬	0	0	0	0		45,453,370	24,486,041	12,017,244
自社アンシラリーサービス費					0			
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	△662,890	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	0	0	0	0	339,327,041	553,409,532	299,161,095	152,815,818

（記載注意）
１　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。
２　自社アンシラリーサービス費の欄には、第８条第１項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。
３　その他は、様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第４（第10条関係）

送配電関連費整理表（２）

（単位　千円）

	低圧配電費	高圧配電費	需要家費	給電費	一般販売費	合計	帰属方法別（%）		
							直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	91,623	158,848	93,032	47,465	11,757	569,000	0.0	36.1	63.9
給料手当	56,004,246	97,094,462	56,534,805	28,788,913	7,130,792	341,217,474	10.4	25.2	64.4
給料手当振替額（貸方）	△1,168,377	△2,025,614	△465,035	△116,383	△28,827	△5,910,675	16.7	6.5	76.8
退職給与金	8,170,390	14,164,992	8,295,999	4,232,653	1,048,396	50,739,737	0.0	36.1	63.9
厚生費	12,352,242	21,415,060	12,420,067	6,316,310	1,564,501	75,066,627	9.4	26.1	64.5
委託検針費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
委託集金費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
雑給	4,462,486	7,736,604	1,889,378	495,961	122,846	15,601,757	1.7	10.1	88.2
燃料費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
消耗品費	1,449,291	2,512,634	991,252	425,247	105,330	6,799,640	3.2	21.2	75.6
修繕費	98,251,927	170,339,192	170,407,434	2,034,909	433,792	533,735,863	39.7	10.0	50.3
水利使用料	0	0	0	0	0	0	－	－	－
補償費	220,362	382,042	21,959	14,884	3,687	5,548,770	85.7	0.0	14.3
賃借料	21,375,998	37,059,530	3,122,718	2,369,810	317,671	83,465,272	14.2	9.6	76.2
託送料	1,604	2,781	0	0	0	38,712,759	84.0	0.0	16.0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	60,552,230	100.0	0.0	0.0
委託費	50,315,206	87,231,385	65,205,991	21,362,218	4,743,481	282,643,224	21.3	0.0	78.7
損害保険料	73,467	127,369	0	0	0	253,760	6.2	0.0	93.8
普及開発関係費	0	0	0	0	11,170	11,170	100.0	0.0	0.0
養成費	628,040	1,088,831	463,035	1,633,607	51,207	4,792,415	33.1	17.8	49.1
研究費	5,219,707	9,049,396	3,252,361	1,837,842	326,018	30,907,695	4.3	0.0	95.7
諸費	15,751,017	27,307,510	15,015,993	7,497,460	1,865,923	94,993,074	4.2	0.0	95.8
貸倒損	0	0	0	0	166,395	166,395	100.0	0.0	0.0
固定資産税	20,217,223	35,050,563	6,572,866	906,312	195,654	130,249,776	25.8	31.8	42.4
雑税	67,163	116,441	33,501	11,278	2,793	3,040,025	5.8	0.0	94.2
減価償却費	73,506,837	127,438,675	35,372,724	11,247,767	2,428,156	565,215,802	25.3	39.1	35.6
固定資産除却費	15,563,780	26,982,899	5,451,227	968,860	209,156	125,601,278	29.5	36.6	33.9
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	1,068,430	100.0	0.0	0.0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	△25	100.0	0.0	0.0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	200,365	100.0	0.0	0.0
他社購入電源費	0	0	0	0	0	339,327,041	100.0	0.0	0.0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
非化石証書購入費						0			
建設分担関連費振替額（貸方）	△117,793	△204,218	△2,639	△1,788	△443	△928,635	0.0	64.8	35.2
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△2,403	△4,165	△386	△262	△65	△12,280	0.0	0.0	100.0
開発費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
開発費償却	0	0	0	0	0	0	－	－	－
株式交付費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	－	－	－
社債発行費	140,896	244,272	40,150	2,343	580	1,216,590	0.0	67.8	32.2
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	－	－	－
法人税等	8,741,184	15,154,576	3,815,430	1,043,101	258,368	48,934,055	0.0	4.7	95.3
電気事業報酬	24,155,353	41,878,094	7,148,270	581,219	143,963	155,863,554	0.0	4.0	96.0
自社アンシラリーサービス費						0			
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	－	－	－
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	△662,890	100.0	0.0	0.0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	－	－	－
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	－	－	－
合計	415,471,469	720,302,159	395,680,132	91,699,726	21,112,301	2,988,979,273	32.9	16.9	50.2

（記載注意）
１　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。
２　自社アンシラリーサービス費の欄には、第８条第１項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。
３　その他は、様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第11条関係）

送配電関連費明細表（１）

（単位　千円）

	総離島等供給費									総アンシラリーサービス費		
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電等費分					
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
給料手当	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
給料手当振替額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
退職給与金	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
厚生費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
雑給	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
消耗品費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
修繕費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
補償費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
賃借料	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
委託費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
損害保険料	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
普及開発関係費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
養成費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
研究費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
諸費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
固定資産税	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
雑税	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
減価償却費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
固定資産除却費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	339,327,041	247,146,100	92,180,941
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
建設分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
法人税等	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
電気事業報酬	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
自社アンシラリーサービス費										0	0	0
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	339,327,041	247,146,100	92,180,941

（記載注意）
　様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第11条関係）

送配電関連費明細表（２）

（単位　千円）

	総送電費			受電用変電サービス費			配電用変電サービス費			低圧配電費		
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	75,945	75,945	0	60,592	60,592	0	29,738	29,738	0	91,623	91,623	0
給料手当	42,846,335	42,846,335	0	35,429,736	35,429,736	0	17,388,185	17,388,185	0	56,004,246	56,004,246	0
給料手当振替額（貸方）	△1,051,495	△1,051,495	0	△707,646	△707,646	0	△347,298	△347,298	0	△1,168,377	△1,168,377	0
退職給与金	6,772,244	6,772,244	0	5,403,256	5,403,256	0	2,651,807	2,651,807	0	8,170,390	8,170,390	0
厚生費	9,450,302	9,450,302	0	7,746,381	7,746,381	0	3,801,764	3,801,764	0	12,352,242	12,352,242	0
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給	459,031	459,031	0	292,096	292,096	0	143,355	143,355	0	4,462,486	4,462,486	0
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
消耗品費	499,655	499,655	0	547,520	547,520	0	268,711	268,711	0	1,449,291	1,449,291	0
修繕費	45,921,977	45,921,977	0	34,038,489	34,038,489	0	12,308,143	12,308,143	0	98,251,927	98,251,927	0
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費	4,758,150	4,758,150	0	22,901	22,901	0	124,785	124,785	0	220,362	220,362	0
賃借料	14,095,436	14,095,436	0	3,763,314	3,763,314	0	1,360,795	1,360,795	0	21,375,998	21,375,998	0
託送料	32,507,292	25,823,987	6,683,305	4,554,278	4,554,278	0	1,646,804	1,646,804	0	1,604	1,604	0
事業者間精算費	60,552,230	0	60,552,230	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託費	34,872,415	34,872,415	0	13,889,982	13,889,982	0	5,022,546	5,022,546	0	50,315,206	50,315,206	0
損害保険料	28,747	28,747	0	3,749	3,749	0	20,428	20,428	0	73,467	73,467	0
普及開発関係費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
養成費	447,830	447,830	0	322,876	322,876	0	156,989	156,989	0	628,040	628,040	0
研究費	6,348,425	6,348,425	0	3,269,395	3,269,395	0	1,604,551	1,604,551	0	5,219,707	5,219,707	0
諸費	14,262,855	14,262,855	0	8,916,353	8,916,353	0	4,375,963	4,375,963	0	15,751,017	15,751,017	0
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	34,181,127	34,181,127	0	20,985,814	20,985,814	0	12,140,217	12,140,217	0	20,217,223	20,217,223	0
雑税	468,002	468,002	0	1,570,217	1,570,217	0	770,630	770,630	0	67,163	67,163	0
減価償却費	150,753,499	150,753,499	0	104,192,919	104,192,919	0	60,275,225	60,275,225	0	73,506,837	73,506,837	0
固定資産除却費	37,755,579	37,755,579	0	24,497,856	24,497,856	0	14,171,921	14,171,921	0	15,563,780	15,563,780	0
共有設備費等分担額	1,068,430	1,068,430	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額（貸方）	△25	△25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	200,365	0	200,365	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
建設分担関連費振替額（貸方）	△367,965	△367,965	0	△156,823	△156,823	0	△76,966	△76,966	0	△117,793	△117,793	0
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△2,819	△2,819	0	△1,462	△1,462	0	△718	△718	0	△2,403	△2,403	0
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	482,066	482,066	0	205,452	205,452	0	100,831	100,831	0	140,896	140,896	0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	11,233,419	11,233,419	0	5,827,809	5,827,809	0	2,860,168	2,860,168	0	8,741,184	8,741,184	0
電気事業報酬	45,453,370	45,453,370	0	24,486,041	24,486,041	0	12,017,244	12,017,244	0	24,155,353	24,155,353	0
自社アンシラリーサービス費												
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	△662,890	0	△662,890	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	553,409,532	486,636,522	66,773,010	299,161,095	299,161,095	0	152,815,818	152,815,818	0	415,471,469	415,471,469	0

（記載注意）
　様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第11条関係）

送配電関連費明細表（３）

（単位　千円）

	高圧配電費			給電費			需要家費	合計
	計	固定	可変	計	固定	可変		
役員給与	158,848	158,848	0	47,465	47,465	0	93,032	557,243
給料手当	97,094,462	97,094,462	0	28,788,913	28,788,913	0	56,534,805	334,086,682
給料手当振替額（貸方）	△2,025,614	△2,025,614	0	△116,383	△116,383	0	△465,035	△5,881,848
退職給与金	14,164,992	14,164,992	0	4,232,653	4,232,653	0	8,295,999	49,691,341
厚生費	21,415,060	21,415,060	0	6,316,310	6,316,310	0	12,420,067	73,502,126
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給	7,736,604	7,736,604	0	495,961	495,961	0	1,889,378	15,478,911
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0
消耗品費	2,512,634	2,512,634	0	425,247	425,247	0	991,252	6,694,310
修繕費	170,339,192	170,339,192	0	2,034,909	2,034,909	0	170,407,434	533,302,071
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費	382,042	382,042	0	14,884	14,884	0	21,959	5,545,083
賃借料	37,059,530	37,059,530	0	2,369,810	2,369,810	0	3,122,718	83,147,601
託送料	2,781	2,781	0	0	0	0	0	38,712,759
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	60,552,230
委託費	87,231,385	87,231,385	0	21,362,218	21,362,218	0	65,205,991	277,899,743
損害保険料	127,369	127,369	0	0	0	0	0	253,760
普及開発関係費	0	0	0	0	0	0	0	0
養成費	1,088,831	1,088,831	0	1,633,607	1,633,607	0	463,035	4,741,208
研究費	9,049,396	9,049,396	0	1,837,842	1,837,842	0	3,252,361	30,581,677
諸費	27,307,510	27,307,510	0	7,497,460	7,497,460	0	15,015,993	93,127,151
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	35,050,563	35,050,563	0	906,312	906,312	0	6,572,866	130,054,122
雑税	116,441	116,441	0	11,278	11,278	0	33,501	3,037,232
減価償却費	127,438,675	127,438,675	0	11,247,767	11,247,767	0	35,372,724	562,787,646
固定資産除却費	26,982,899	26,982,899	0	968,860	968,860	0	5,451,227	125,392,122
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	1,068,430
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	△25
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	200,365
他社購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	339,327,041
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	0	0	0	0	0	0	0	0
建設分担関連費振替額（貸方）	△204,218	△204,218	0	△1,788	△1,788	0	△2,639	△928,192
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△4,165	△4,165	0	△262	△262	0	△386	△12,215
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	244,272	244,272	0	2,343	2,343	0	40,150	1,216,010
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	15,154,576	15,154,576	0	1,043,101	1,043,101	0	3,815,430	48,675,687
電気事業報酬	41,878,094	41,878,094	0	581,219	581,219	0	7,148,270	155,719,591
自社アンシラリーサービス費								0
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	△662,890
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	720,302,159	720,302,159	0	91,699,726	91,699,726	0	395,680,132	2,967,866,972

（記載注意）
　様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５の２（第11条の２関係）

発電側比率整理表

発電側の延契約電力		需要側の延契約電力	発電側比率
①（１０^{3}kW）	②（１０^{3}kW）	（１０^{3}kW）	（％）
390,907	502,410	780,576	30.5

（記載注意）
１　発電側の延契約電力①に関しては、第11条の２第１項第１号の規定により算定された値から同項第２号及び第３号の規定により算定された値を合計して得た値を差し引いた値を、同②に関しては、同項第１号の規定により算定された値から同項第３号の規定により算定された値を差し引いた値を記載すること。
２　需要側の延契約電力に関しては、第11条の２第１項第４号の値を記載すること。

様式第５の３（第11条の３関係）

送配電関連固定費整理表

（単位　千円）

発電側送配電関連固定費		需要側送配電関連固定費		
総送電費	受電用変電サービス費	総送電費	受電用変電サービス費	その他
118,614,729	72,918,720	368,021,793	226,242,375	1,627,435,272

（記載注意）
１　様式第３の注１及び２と同様とすること。
２　その他に関しては、需要側送配電関連固定費のうち、総送電費及び受電用変電サービス費以外の合計した値を記載すること。

様式第６（第12条関係）

送配電関連需要明細表

	最大電力 (10^3kW)	延契約電力 (10^3kW)	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電等量 (10^6kWh)	口数 （口）	販売電力量 (10^6kWh)
			夏　　期	冬　　期			
特別高圧需要	6,599	—	6,599	6,039	43,177	17,000	42,154
高 圧 需 要	11,351	199,927	11,351	10,376	48,647	1,469,000	46,783
低 圧 需 要	9,364	596,795	6,693	6,803	40,740	130,208,000	38,003
合　　計	27,314	796,722	24,643	23,218	132,564	131,694,000	126,940

（注）上記はいずれも規制期間における各年度の平均値。なお、販売電力量について、規制期間の合計値は、特別高圧需要210,772百万kWh、高圧需要233,915百万kWh、低圧需要190,017百万kWh。

様式第７（第24条関係）

送配電関連費発電及び三需要種別計算表

（単位　千円）

需要種別等		固定費			可変費			需要家費			合計		
		計			計			計			計		
			固有	追加		固有	追加		固有	追加		固有	追加
需要側	特別高圧需要	238,533,603	250,270,411	△11,736,808	133,925,702	51,772,387	82,153,315 ＜10,741,867＞	11,287,061	11,355,771	△68,710	383,746,366	313,398,569	70,347,797
需要側	高圧需要	670,697,688	689,802,345	△19,104,657	149,574,166	58,331,318	91,242,848 ＜12,102,730＞	15,994,505	16,091,333	△96,828	836,266,359	764,224,996	72,041,363
需要側	低圧需要	1,259,829,068	1,281,626,684	△21,797,616	123,083,443	48,850,246	74,233,197 ＜10,135,573＞	366,053,055	368,233,028	△2,179,973	1,748,965,566	1,698,709,958	50,255,608
発　電　側		191,533,449	191,533,449	0							191,533,449	191,533,449	0

（記載注意）

１　需要側の固有の欄には第13条第２項で整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費を、追加の欄には、第23条で整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費を記載すること。
　　固定費に係る発電側の固有の欄には第11条の３第１項で抽出された発電側送配電関連固定費を、追加の欄には、第22条の２第２項で整理された追加発電側送配電関連固定費を記載すること。

２　特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要の＜＞内には、賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当として第15条第２項で整理された追加可変費を内数として記載すること。

３　その他は、様式第３の注２と同様とすること。

様式第７の２（第25条関係）

発電側託送供給料金割引額設定表

単位（千円、10^3kW）

基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合									
発電側送配電関連原価等のうち、基幹系統分			発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち						
	当該基幹系統分のうち、半額	割引額（円/kW・月）	計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）	割引額の半額（円/kW・月）	割引額の四半の額（円/kW・月）
107,016,321	53,508,161	38.41	44,575,200	35,191,625	9,383,575	22,287,600	16.00	8.00	4.00

特別高圧系統の設備投資の効率化に資するものである場合							
発電側送配電関連原価等のうち、特別高圧系統分			発電側送配電関連原価等における特別高圧系統分のうち				
	当該特別高圧系統分の半額	割引額（円/kW・月）	計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）
84,517,128	42,258,564	30.33	34,613,772	26,950,035	7,663,737	17,306,886	12.42

（記載注意）
様式第３の注１及び２と同様とすること。

様式第８（第25条関係）

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表
及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

（単位　千円）

需要種別等		固定費	可変費	需要家費	合　計	販売電力量又は発受電等量（10^6kWh）	単価（円/kWh）	想定料金収　入
需要側	特別高圧需要	238,533,603	133,925,702	11,287,061	383,746,366	210,772	1.82	383,788,564
	高圧需要	670,697,688	149,574,166	15,994,505	836,266,359	233,915	3.58	836,227,505
	低圧需要	1,259,829,068	123,083,443	366,053,055	1,748,965,566	190,017	9.20	1,748,962,183
発電側		191,533,449			191,533,449	401,148	0.48	191,525,198

（記載注意）
　様式第３の注１及び２と同様とすること。
（注）上記の三需要種別ごとの単価は、いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。
　　なお、2024年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は以下のとおり。
　　特別高圧需要：1.76円/kWh
　　高圧需要：　　3.49円/kWh
　　低圧需要：　　9.13円/kWh

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則

事業者設定基準届出書

本 営 発 第 9 号
2023年 12月 1 日

経済産業大臣　西 村　康 稔　殿

名 古 屋 市 東 区 東 新 町 1 番 地
中部電力パワーグリッド株式会社
代 表 取 締 役
社 長 執 行 役 員　清 水　隆 一

別表に掲げる一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定により、別紙のとおり事業者設定基準を定めたので届け出ます。

（別　表）

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則	
第11条第２項	送配電関連固定費又は送配電関連可変費への配分基準
第12条第２項	第12条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
第16条第２項	託送収益、事業者間精算収益、電力料の需要側送配電関連固定費、送配電関連可変費又は需要家費への配分基準
第25条第５項	送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準

（別　紙）

送配電関連固定費又は送配電関連可変費への配分基準
［第 11 条第２項関係］

	配 分 基 準
給料手当 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
給料手当振替額（貸方） （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
雑給 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
消耗品費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
修繕費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
託送料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
事業者間精算費	送配電関連可変費に整理。
委託費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
養成費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
諸費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
地帯間購入送電費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
他社購入電源費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
建設分担関連費振替額（貸方） （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方） （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
地帯間販売送電料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。

（別　紙）

第 12 条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
［第 12 条第２項関係］

１．第 12 条第１項第６号に規定する値

月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

２．設定した値

第 13 条第２項第７号に掲げる需要家費のうち、需要家設備関連費用の配分について、第 12 条第２項の規定により、同条第６項第１号に定める割合を、同条第１項第６号に定める値によらず、設備の差異、費用の発生の原因等を反映した値により算定する。

具体的には、配電設備のうち、架空引込線、地中引込線及び計器等に係る費用並びに屋内配線の調査委託に係る費用については、各設備に対応する電圧区分に応じて三需要種別に整理するものとする。

３．事業者の実情に応じた値により算定することが適当である理由

配電需要家費のうち需要家設備関連費用については、需要規模、設備等に応じて費用の差異がみられることから、電圧区分ごとに適切な整理を行うため、上記の値に基づき整理することとした。

（別　紙）

託送収益、事業者間精算収益、電力料の
需要側送配電関連固定費、送配電関連可変費又は需要家費への配分基準
［第 16 条第２項関係］

	配 分 基 準
託送収益	電力量の多寡によらない料金を需要側送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
事業者間精算収益	送配電関連可変費に整理。
電力料 （最終保障供給に係るものに限る。）	送配電関連可変費に整理。

（別　紙）

送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準
［第 25 条第 5 項関係］

基準託送供給料金は、以下のとおり設定する。

１．料金の種類

送配電関連設備の利用形態、使用期間に応じた原価の差異を考慮して、接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金、予備送電サービス料金および系統連系受電サービス料金を設定する。

接続送電サービス料金については、送配電関連設備の利用状況を踏まえ、標準接続送電サービスの他、次のサービス等を設定する。

（１）時間帯別接続送電サービス

送配電関連設備における昼間時間帯と夜間時間帯の利用状況の格差を勘案し、電力量料金を昼間時間帯・夜間時間帯別に設定する。

（２）定額接続送電サービス

低圧で供給し電灯または小型機器を使用する場合で、使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた定額制料金を設定する。

（３）従量接続送電サービス

自己等への電気の供給において、ごく限られた時間のみ託送制度を利用することに配慮した従量料金を設定する。

（４）夜間時間等に最大需要電力等が発生する場合の割引

高圧又は特別高圧で供給する場合で、１年を通じての最大需要電力等が夜間時間又は負荷移行先時間に発生し、かつ、契約者が標準接続送電サービス又は時間帯別接続送電サービスの適用を受け、当社との協議が整ったときは、昼間時間又は負荷移行元時間における最大需要電力等を上回る部分に応じた割引額を算定のうえ、料金から割り引くこととする。

臨時接続送電サービス料金については、臨時接続送電サービスの他、低圧で供給する場合に使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた臨時定額接続送電サービスを設定する。

系統連系受電サービス料金については、基幹系統の将来的な投資効率化効果および電気の潮流状況の改善効果や、特別高圧系統の将来的な投資効率化効果を踏まえて、割引対象変電所等および割引区分・割引単価を定める系統設備効率化割引を設定し、受電地点について当社が選定する連系変電所等が割引対象

変電所等の場合は、割引区分に応じた割引額を算定のうえ、料金から割り引くこととする。

２．料金制

基準託送供給料金は、基本料金と電力量料金とを組み合わせた二部料金制、従量料金制および定額制により設定する。

託送供給等約款変更認可申請書

2023 年 12 月 1 日

北 陸 電 力 送 配 電 株 式 会 社

託送供給等約款変更認可申請書

託サ　第 14 号
2023 年 12 月 1 日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

富山市牛島町 15 番 1 号
北陸電力送配電株式会社
代表取締役社長　　棚田　一也

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので、電気事業法第 18 条第１項の規定により申請します。

変　更　の　内　容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実　施　期　日	2024 年 4 月 1 日

別　紙

託 送 供 給 等 約 款

２０２４年４月１日 実施

北陸電力送配電株式会社

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
　1　適用 …… 1
　2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
　3　定義 …… 2
　4　代表契約者の選任 …… 8
　5　託送供給等に係る取扱い …… 8
　6　単位および端数処理 …… 8
　7　実施細目 …… 9

Ⅱ　契約の申込み …… 10
　8　契約の要件 …… 10
　9　検討および契約の申込み …… 13
１０　契約の成立および契約期間 …… 21
１１　託送供給等の開始 …… 22
１２　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 22
１３　電気方式，電圧および周波数 …… 23
１４　発電場所および需要場所 …… 24
１５　供給および契約の単位 …… 26
１６　承諾の限界 …… 30
１７　契約書の作成 …… 30

Ⅲ　料　　金 …… 31
１８　料金 …… 31
１９　接続送電サービス …… 32
２０　臨時接続送電サービス …… 56
２１　予備送電サービス …… 65
２２　系統連系受電サービス …… 66
２３　発電量調整受電計画差対応電力 …… 70
２４　接続対象計画差対応電力 …… 71
２５　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 72
２６　給電指令時補給電力 …… 73

Ⅳ　料金の算定および支払い　…… 76
２７　料金の適用開始の時期　…… 76
２８　検針日　…… 76
２９　料金の算定期間　…… 77
３０　計量　…… 78
３１　電力および電力量の算定　…… 79
３２　損失率　…… 96
３３　料金の算定　…… 97
３４　支払義務の発生および支払期日　…… 100
３５　料金その他の支払方法　…… 102
３６　保証金　…… 105
３７　連帯責任　…… 107

Ⅴ　供　　給　…… 108
３８　託送供給等の実施　…… 108
３９　受電および供給の中止　…… 111
４０　給電指令の実施等　…… 111
４１　適正契約の保持等　…… 115
４２　契約超過金　…… 116
４３　力率の保持　…… 118
４４　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施　…… 119
４５　託送供給等にともなう協力　…… 120
４６　託送供給等の停止　…… 121
４７　託送供給等の停止の解除　…… 122
４８　託送供給の停止期間中の料金　…… 122
４９　違約金　…… 122
５０　損害賠償の免責　…… 123
５１　設備の賠償　…… 124

Ⅵ　契約の変更および終了　…… 125
５２　契約の変更　…… 125
５３　名義の変更　…… 127
５４　契約の廃止　…… 127
５５　供給開始後の契約の廃止または変更にともなう料金および
　　工事費の精算　…… 128
５６　解約等　…… 132

５７　契約消滅後の債権債務関係 …… 134

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事 …… 135
５８　受電地点，供給地点および施設 …… 135
５９　架空引込線 …… 136
６０　地中引込線 …… 137
６１　連接引込線等 …… 139
６２　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 139
６３　引込線の接続 …… 140
６４　計量器等の取付け …… 140
６５　電流制限器等の取付け …… 141
６６　通信設備等の施設 …… 141
６７　専用供給設備 …… 142

Ⅷ　工事費の負担 …… 144
６８　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 144
６９　受電用計量器等の工事費負担金 …… 148
７０　会社間連系設備の工事費負担金 …… 148
７１　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 148
７２　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 156
７３　臨時工事費 …… 158
７４　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合
の費用の申受け …… 159
７５　工事費等に関する契約書の作成 …… 160

Ⅸ　保　　安 …… 161
７６　保安の責任 …… 161
７７　調査 …… 161
７８　調査等の委託 …… 161
７９　調査に対する需要者の協力 …… 161
８０　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 162
８１　検査または工事の受託 …… 162
８２　自家用電気工作物 …… 163

附　　則 …… 164
別　　表 …… 216
別冊　系統連系技術要件 …… 262

別 冊　系統連系技術要件

目　　次

第１章　総　　則 …… 262
　１　目的 …… 262
　２　適用の範囲 …… 262
　３　協議 …… 262

第２章　発電設備等の連系に必要な技術要件（低圧） …… 263
　１　電気方式 …… 263
　２　運転可能周波数 …… 263
　３　力率 …… 263
　４　高調波 …… 264
　５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 264
　６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 264
　７　不要解列の防止 …… 265
　８　保護装置の設置場所 …… 268
　９　保護リレーの設置相数 …… 268
　１０　保護装置の設置 …… 269
　１１　解列箇所 …… 270
　１２　接地方式 …… 270
　１３　直流流出防止変圧器の設置 …… 270
　１４　電圧変動 …… 271
　１５　短絡容量 …… 272
　１６　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 …… 272
　１７　発電設備等の種類 …… 273
　１８　発電機諸元 …… 273
　１９　サイバーセキュリティ対策 …… 274

第３章　需要設備の連系に必要な技術要件（低圧） …… 276
　１　電気方式 …… 276
　２　力率 …… 276
　３　高調波 …… 276
　４　保護装置の設置 …… 276

第４章　発電設備等の連系に必要な技術要件（高圧）　・・・・・・・・・・・・・・・　277
１　電気方式　・・・・・・・・・・・・・・・

４　高調波　…… 296
５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制　…… 296
６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制　…… 297
７　不要解列の防止　…… 297
８　保護装置の設置　…… 299
９　再閉路方式　…… 302
１０　保護装置の設置場所　…… 302
１１　解列箇所　…… 302
１２　保護リレーの設置相数　…… 303
１３　自動負荷制限・発電抑制　…… 303
１４　線路無電圧確認装置の設置　…… 304
１５　発電機運転制御装置の付加　…… 304
１６　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施　…… 307
１７　直流流出防止変圧器の設置　…… 307
１８　電圧変動　…… 308
１９　出力変動対策　…… 309
２０　短路・地絡電流対策　…… 310
２１　発電機定数・諸元　…… 310
２２　昇圧用変圧器　…… 314
２３　連絡体制　…… 314
２４　電気現象記録装置　…… 316
２５　サイバーセキュリティ対策　…… 316

第７章　需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）　…… 317
１　電気方式　…… 317
２　力率　…… 317
３　高調波　…… 317
４　保護協調　…… 319
５　保護装置の設置　…… 319
６　保護装置の設置場所　…… 319
７　しゃ断箇所　…… 319
８　保護リレーの設置相数　…… 319
９　電圧変動・電圧フリッカ・電圧不平衡　…… 320
１０　連絡体制　…… 320
１１　サイバーセキュリティ対策　…… 321

Ⅰ　総　　則

1　適用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

(1) 託送供給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接続供給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（富山県，石川県，福井県〔一部を除きます。〕および岐阜県の一部をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振替供給

当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

(2) 電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量

の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

２　託送供給等約款の認可および変更

(1)　この約款は，電気事業法第１８条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

(2)　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

３　定義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1) 契約者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2) 発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3) 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

(4) 発電者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

(5) 需要者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手

方となる者をいいます。

(6) 低圧

標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトをいいます。

(7) 高圧

標準電圧６，０００ボルトをいいます。

(8) 特別高圧

標準電圧２０，０００ボルト以上の電圧をいいます。

(9) 受電地点

当社が託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10) 発電場所

発電者が発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11) 供給地点

当社が託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12) 需要場所

需要者が契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13) 会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

(14) 中継振替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15) 地内振替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(16) 発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

(17) 発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(18) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(19) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(20) 接続受電電力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

(21) 接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(22) 接続供給電力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

(23) 接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(24) 接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

(25) 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

(26) 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(27) 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(28) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

(29) 需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に

係る電気の電力量をいいます。

(30) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(31) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(32) ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(33) 損失率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(34) 契約電力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

(35) 契約電流

契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。

(36) 契約容量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

(37) 契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。

(38) 同時最大受電電力

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。

(39) 最大連系電力等

低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で受電する場合は，３０分ごとの連系電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

(40) 最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，３０分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

(41) 発電バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

(42) 需要バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

(43) 需要抑制バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

(44) 電灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

(45) 小型機器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

(46) 動力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(47) 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(48) 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

(49) 定期検査

電気事業法第５４条および第５５条第１項に定められた検査をいいます。

(50) 定期補修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

(51) 給電指令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。

(52) 昼間時間

毎日午前８時から午後１０時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，１月４日，５月１日，５月２日，１２月３０日および１２月３１日の該当する時間を除きます。

(53) 夜間時間

昼間時間以外の時間をいいます。

(54) 貿易統計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(55) 離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年１月１日から３月３１日までの期間，２月１日から４月３０日までの期間，３月１日から５月３１日までの期間，４月１日から６月３０日までの期間，５月１日から７月３１日までの期間，６月１日から８月３１日までの期間，７月１日から９月３０日までの期間，８月１日から１０月３１日までの期間，９月１日から１１月３０日までの期間，１０月１日から１２月３１日までの期間，１１月１日から翌年の１月３１日までの期間または１２月１日から翌年の２月２８日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月２９日までの期間といたします。）をいいます。

４　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に係る当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を代表契約者として，あらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

５　託送供給等に係る取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

６　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

(1)　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(2)　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が０．５キロワット以下

となるときは，契約電力を０．５キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が０．５キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

(4)　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の３０分ごとの接続受電電力量および３０分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の３０分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

(5)　力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(6)　料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

7　実施細目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

８　契約の要件

(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾

をすること。

リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

(ﾊ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

(2)　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。

ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）(4)に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。

ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）(3)ロの場合を除き，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。

チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者

が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。

リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。

ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。

なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。

(3)　発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。

ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。

ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。

(4)　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(ｲ)　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

(ﾛ)　(ｲ)によってえられた１００キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ﾊ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ﾆ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

(ﾎ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が 30（計量）(3)に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場

合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

(1) 受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(ｲ) 接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

(ﾛ) 振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　当社が振替供給する電気の供給地点

e　振替供給の開始希望日

(ﾊ) 発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

(ｲ) 当社は，受電側接続検討の申込みをいただいた後，原則として３月以内に，検討結果を契約者にお知らせいたします。

(ﾛ) 当社は，１受電地点１検討につき２２万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき

(2) 供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の

要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 契約電力，契約電流または契約容量

(ﾊ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾆ) 負荷設備または主開閉器

(ﾎ) 接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，供給側接続事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果を契約者にお知らせいたします。

(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾊ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをいただいた後，原則として

２週間以内に，検討結果をお知らせいたします。

(4) 契約の申込み

契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によります。），８（契約の要件）(2)ホに定める要件を満たすことを証明する文書および８（契約の要件）(2)ヌに定める発電者の承諾書（当社所定の様式によります。）または８（契約の要件）(4)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下，「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセス

にもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第１３条第２項第１０号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ﾆ) 契約電力，契約電流または契約容量

(ﾎ) 契約受電電力

(ﾍ) 希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

(ﾄ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合は，その契約使用期間

(ﾁ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(ﾘ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾇ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾙ) 連絡体制

なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

(ｲ) 連絡体制

(ﾛ) 当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号

(ﾛ) 契約受電電力および同時最大受電電力

(ﾊ) 発電量調整受電計画電力

(ﾆ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾎ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾍ) 連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力

(ﾊ) 需要抑制を行なう場合の３０分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の３０分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ

(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ヌ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

(ル) 連絡体制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ト)の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

(5) 当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

(6) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

(7) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配

電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

10　契約の成立および契約期間

(1)　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

(2) 契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

(ｲ)　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

(ﾛ)　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

(ｲ)　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年

目の日までといたします。

(ﾛ) 契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。

ハ 振替供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11 託送供給等の開始

(1) 当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

(2) 当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12 供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1) 受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相 2 線式，交流単相 3 線式 または交流 3 相 3 線式
	高圧または特別高圧	交流 3 相 3 線式

(2) 供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3) 受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧　100 ﾎﾞﾙﾄ または　200 ﾎﾞﾙﾄ
	50 ｷﾛﾜｯﾄ以上 2,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧　6,000 ﾎﾞﾙﾄ
	2,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧　20,000 ﾎﾞﾙﾄ または　30,000 ﾎﾞﾙﾄ
	10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧　60,000 ﾎﾞﾙﾄ または　70,000 ﾎﾞﾙﾄ
	50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧　140,000 ﾎﾞﾙﾄ

(4) 供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が５００キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧　100 ﾎﾞﾙﾄ または　200 ﾎﾞﾙﾄ
	50 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 6,000 ﾎﾞﾙﾄ

なお，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が５０キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトとし，契約設備電力の合計が５０キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧６，０００ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が５０キロワット以上であっても，標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

(5) 受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

(6) 周波数は，標準周波数６０ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

(1) 当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。

イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認めら

れる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(ｲ) 居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

ａ　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

ｂ　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

ｃ　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ﾛ) 居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

(ﾊ) 居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。

(2) 隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。

(3) 道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。

(4) (1)に定める１構内，(1)イに定める１建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等

のための措置または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

(ｲ) 非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ﾛ) 当社が特例区域等における業務を実施するため，44（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，44（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

(1)　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約

する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾛ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾊ) 高圧臨時接続送電サービス

(ﾆ) 特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

(ﾛ) 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

(2) 接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

(3) 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。

(4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，１系統連系受電契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生

可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。

(5)　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16　承諾の限界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料金

料金は，次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)，(ﾎ)または(ﾍ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

(ｲ) 検針日

(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日

(ﾆ) 28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日

(ﾎ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾍ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応

余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3) 発電者に係る料金

イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。

ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。

(ｲ) 検針日

(ﾛ) 28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日

(ﾊ) 発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾆ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日

ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。

(4) 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

(1) 適用範囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

(2) 接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約

電力が５００キロワット未満となるとき。

(ｲ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降１２月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降１２月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降１２月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力

等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。

a　接続送電サービス契約電流

(a) 接続送電サービス契約電流は，５アンペア，１０アンペア，１５アンペア，２０アンペア，３０アンペア，４０アンペア，５０アンペアまたは６０アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

b　接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾊ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾆ) (ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後１年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。

(ﾎ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，52（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が５００キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。この場合には，電気の使用計画を文書により申し出ていただきます。

ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が５００キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，52（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(3) 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２

以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が４００ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 電灯料金

i　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10 ﾜｯﾄまでの 1 灯につき	３５円０４銭
10 ﾜｯﾄをこえ 20 ﾜｯﾄまでの 1 灯につき	７０円０７銭
20 ﾜｯﾄをこえ 40 ﾜｯﾄまでの 1 灯につき	１４０円１４銭
40 ﾜｯﾄをこえ 60 ﾜｯﾄまでの 1 灯につき	２１０円２０銭
60 ﾜｯﾄをこえ 100 ﾜｯﾄまでの 1 灯につき	３５０円３４銭
100 ﾜｯﾄをこえる 1 灯につき 100 ﾜｯﾄまでごとに	３５０円３４銭

ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

ⅲ　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b) 小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの 1 機器につき	１０４円６４銭
50 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの 1 機器につき	２０９円２９銭
100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえる 1 機器につき 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	２０９円２９銭

e　その他

特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ﾛ) 電灯標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として５０キロボルトアンペア未満であること。

(b)　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として５０キロワット未満であること。

(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が５０キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサー

ビス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	２４２円００銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ (2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約容量１ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	１９２円５０銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，１０アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは１５アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流５ｱﾝﾍﾟｱ	９６円２５銭
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流15ｱﾝﾍﾟｱ	２８８円７５銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	６円８３銭

(ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ロ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	２４２円００銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii　(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約容量１ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	１９２円５０銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，１０アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは１５アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流 5 ｱﾝﾍﾟｱ	９６円２５銭
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流 15 ｱﾝﾍﾟｱ	２８８円７５銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼間時間

1 ｷﾛﾜｯﾄ時につき	７円１６銭

ii　夜間時間

1 ｷﾛﾜｯﾄ時につき	６円４５銭

(ﾆ) 電灯従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イ

によって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１０円８０銭

(ﾎ) 動力標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット未満であること。

(b)　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として５０キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が５０キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｉ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	５３９円００銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	３９６円００銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	４円６９銭

(c) その他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合

等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　その他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	５３９円００銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料

金の半額といたします。

ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	３９６円００銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i　昼間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	４円９０銭

ii　夜間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	４円４３銭

(c) その他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　その他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾄ) 動力従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１３円５２銭

d　その他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(ｲ) 高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット以上であり，かつ，２，０００キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が５０キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０００ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準

燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	７４８円００銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１円７６銭

(ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０００ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	７４８円００銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１円８８銭

ⅱ　夜間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１円６６銭

(ﾊ) 高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０００ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１４円０３銭

ハ　特別高圧で供給する場合

(ｲ) 特別高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として２，０００キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給

にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	５７２円００銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	８５銭

(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める

離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	５７２円００銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	８７銭

ⅱ　夜間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	８０銭

(ﾊ) 特別高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１０円２２銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

(ｲ)　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後１０時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は１００パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表６（平均力率の算定）によって算定された値といたします。

なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，８５パーセントとみなします。

(ﾛ)　力率が，８５パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，

基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，８５パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ　その他

(ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾊ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾆ)　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ﾎ) 当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(4) １年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額 ＝ 次に定める割引単価 × ロのピークシフト電力

ﾋﾟｰｸｼﾌﾄ電力	高圧で供給する場合	６３５円８０銭
１ｷﾛﾜｯﾄにつき	特別高圧で供給する場合	４８６円２０銭

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続サービス料金に加算したものをその月の接続サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

(1) 適用範囲

契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

(2) 臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

ａ　臨時接続送電サービス契約電流

(a) 臨時接続送電サービス契約電流は，４０アンペア，５０アンペアまたは６０アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

ｂ　臨時接続送電サービス契約容量

(a) 臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の 6 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	９５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 14 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	８５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 30 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	７５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
50 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえる部分につき	６５ﾊﾟｰｾﾝﾄ

(b) 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾛ) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a 臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a) 契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の 2 台の入力につき	１００ﾊﾟｰｾﾝﾄ
	次の 2 台の入力につき	９５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
	上記以外のものの入力につき	９０ﾊﾟｰｾﾝﾄ

(b) (a)によってえた値の合計のうち

最初の 6 ｷﾛﾜｯﾄにつき	１００ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 14 ｷﾛﾜｯﾄにつき	９０ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 30 ｷﾛﾜｯﾄにつき	８０ﾊﾟｰｾﾝﾄ
50 ｷﾛﾜｯﾄをこえる部分につき	７０ﾊﾟｰｾﾝﾄ

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，aにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

(3) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧２００ボルトまたは交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあ

ります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が 50 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	３円１０銭
総容量が 50 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	６円２２銭
総容量が 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 500 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	６円２２銭
総容量が 500 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ１ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	６２円１２銭
総容量が１ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ３ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合 １ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	６２円１２銭

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として５０キロボルトアンペア未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたし

ます。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧２００ボルトまたは交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の１０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	７円５１銭

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄ１日につき	９２円１４銭

d　その他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ﾆ) 動力臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，５０キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサ

ービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ﾎ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	５円６２銭

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット以上であり，かつ，２，０００キロワット未満である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０００ボルトといたします。

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表

５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

ａ　基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｂ　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	２円１１銭

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として２，０００キロワット以上である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ
臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ
臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，

力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１円０１銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ　その他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(4) その他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適

用いたしません。

21　予備送電サービス

(1) 適用範囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2) 予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として５０キロワットを下回らないものといたします。

(3) 予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用された電気の電力量は，接続送電サービスによって使用された電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用された電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サ

ービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	高圧で供給する場合	９７円９０銭
	特別高圧で供給する場合	９３円５０銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	高圧で供給する場合	１５１円８０銭
	特別高圧で供給する場合	１２４円３０銭

(4) 力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用された電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用された電気の電力量とみなします。

(5) その他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

22　系統連系受電サービス

(1) 適用範囲

小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。

(2) 系統連系受電課金対象電力

各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ)　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流１０アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，０．５キロワットとみなし，１５アンペアの場合は，１．５キロワットとみなします。

(ﾊ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

(ﾆ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ﾎ) 附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

(3) 系統連系受電サービス料金

系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。

イ　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。

系統連系受電課金対象電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	９３円４７銭

ロ　電力量料金

電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	２８銭

ハ　系統設備効率化割引

系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。

(ｲ) 適用

a　系統設備効率化割引Ａ

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ａ－１，Ａ－２またはＡ－３に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

b　系統設備効率化割引Ｂ

低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ｂ－１ま

たはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ﾛ) 系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。

ａ　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

(a) 受電電圧が標準電圧１４０，０００ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	２７円７３銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	４円９２銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	２円４５銭

(b) (a)以外の場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	２７円７３銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	９円８２銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	４円９２銭

b　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－１の場合	６０円９５銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－２の場合	２１円５４銭

(ﾊ) 系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は，(2)の系統連系受電課金対象電力に(ﾛ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。

ニ　その他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

23　発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適用

発電バランシンググループにおいて，40（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適用範囲

３０分ごとの発電量調整受電電力量が，その３０分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

ﾛ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ) 適用範囲

３０分ごとの発電量調整受電電力量が，その３０分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

24　接続対象計画差対応電力

(1) 適用

40（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 接続対象計画差対応電力

ｲ　接続対象計画差対応補給電力

(ｲ) 適用範囲

３０分ごとの接続対象電力量が，その３０分の接続対象計画電力量を上回

る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

ﾛ　接続対象計画差対応余剰電力

(ｲ) 適用範囲

３０分ごとの接続対象電力量が，その３０分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

25　需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1) 適用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

ｲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適用範囲

３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その３０分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

ﾛ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ) 適用範囲

３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その３０分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

26　給電指令時補給電力

(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

40（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ﾛ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(20)により３０分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

(2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

40（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(18)により３０分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。ただし，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における３０分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。また，

当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

28　検針日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

(1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。

なお，高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。

(2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

(3) 当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

(4) 当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　その他特別の事情がある場合

(5) (3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

(6) (4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

(7) (4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

29　料金の算定期間

(1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，

イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2) 系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

(3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。

30　計量

(1) 当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量

器により供給電圧と同位の電圧で，３０分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，３０分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として 38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその３０分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，３０分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，３０分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

(2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。

なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。

(3) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

31 電力および電力量の算定

(1) 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，３０分ごとに算定いたします。

(2) 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が，調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，３０分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，３０分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，３０分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，３０分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合は，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

(3) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

(4) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

(5) 接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

(6) 接続受電電力量

接続受電電力量は，３０分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。

(7) 接続供給電力

接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，３０分ごとに算定いたします。

(8) 接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，３０分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，３０分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，３０分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾊ)および(ﾍ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

(9) 接続対象電力

接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

(10) 接続対象電力量

接続対象電力量は，３０分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。

(ｲ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

$$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

$$\text{当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量

(11) 接続対象計画電力

接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

(12) 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，３０分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が３０分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりと

いたします。

(13) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

(14) 需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する３０分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値

(ｲ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量 ＝ ０

(ﾛ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量

$$= \text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

(ﾊ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値

といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量

$$= \text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

(15) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

(16) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

(17) ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接

続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

(18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その３０分ごとの発電量調整受電計画電力量をその３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ)　(2)ロにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次の式により算定された値といた

します。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c　40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次により算定された値といたします。

a　40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（40〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給

電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

b ファーム電源に対して，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（40〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整

受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

c ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

d 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致また

は上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

e　40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その３０分ごとの発電量調整受電計画電力量をその３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

(20) 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，３０分ごとの接続対象電力量がその３０分における接続対象計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された３０分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

(21) 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，３０分ごとの接続対象電力量がその３０分における接続対象計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された３０分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその３０分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースライン

から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，３０分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

$$= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$$

(23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，３０分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその３０分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

(24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

(25) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最

大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(26) 28（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。

(27) 15(供給および契約の単位)(1)において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における３０分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ３０分ごとに合計することがあります。

(28) その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

(29) 計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，３０分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，３０分ごとの電力量は，原則として，別表９（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

32 損失率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	７．８ﾊﾟｰｾﾝﾄ
高圧で供給する場合	３．４ﾊﾟｰｾﾝﾄ
特別高圧で供給する場合	１．３ﾊﾟｰｾﾝﾄ

33　料金の算定

(1)　送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合

ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ホ　29（料金の算定期間）(1)イの場合で供給側検針期間の日数がその供給側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ヘ　29（料金の算定期間）(1)ロの場合で供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ト　29（料金の算定期間）(2)イの場合で受電側検針期間の日数がその受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

チ　29（料金の算定期間）(2)ロの場合で受電側計量期間の日数がその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

(2)　当社は，(1)ロ，ハ，ニ，ホ，ヘ，トまたはチの場合は，基本料金，定額接続送

電サービスの料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$\text{1月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

$$\text{1月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{歴日数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

$$\text{1月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

$$\text{1月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

(3) (1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(4) (1)ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(5) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

(6) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31(電力および電力量の算定)(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

(7) 29（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，供給側計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。

(8) 29（料金の算定期間）(2)ロの場合は，(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，受電側計量期間の日数といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。

(9) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その

供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

(10) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

(11) 供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

34　支払義務の発生および支払期日

(1) 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。

(2) 系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。

(3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合，または 31（電力および電力量の算定）

(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

(4) (1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　56（解約等）(1)により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合

(5) 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支

払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお，(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。

(6) 当社は，(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

35　料金その他の支払方法

(1) 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払ってい

ただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3) 発電者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。

なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

(ｲ) 発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合

(ﾛ) 発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。

(ﾊ) その他当社が必要と認めた場合

ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。

(ｲ) イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。

(ﾛ) ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。

ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。

ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

(4) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約

者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(5) 当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

36　保証金

(1) 契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(ｲ) 料金の支払いの延滞があった場合

(ﾛ)　３０分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(20) によって算定された値が著しく大きい場合または 31（電力および電力量の算定）(20) によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，41（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ﾊ) 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(2) 発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(3) 発電者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した

場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(4) 需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

37　連帯責任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

38　託送供給等の実施

(1) 接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が３０分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が３０分ごとに別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は，当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，40（給電指令の実施等）および80（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，契約者および需要者と別途申合書を作成いたします。

(2) 振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

(3) 発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 発電契約者は，発電量調整受電電力量を，３０分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合

は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，40（給電指令の実施等）および 80（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

(4) 需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が３０分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，３０分ごとに別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知

の期限および通知の内容は別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

39　受電および供給の中止

当社は，非常変災の場合および当社の供給設備に故障が生じた場合等やむをえない場合は，契約者および発電契約者からの受電または契約者への供給を中止することがあります。

40　給電指令の実施等

(1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

(2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそ

れがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

(3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

(4) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，こ

れにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

(5) 当社は，発電量調整供給において，39（受電および供給の中止）または(2)イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(6) 当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(7) 当社は，(2)イ，ロ，ホ，へ，トまたは(3)によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，(2)ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または(2)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が５００キロワット未満となるとき。

(ｲ) 割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，

トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ) 割引率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が５００キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合

(ｲ) 割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33 (料金の算定) (1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ) 割引率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに０．２パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回１０分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，３０分以上は切り上げ，３０分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

(算式)

a　発電量調整受電電力を制限した場合

H’＝ H ×（D － d）／ D

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

D ＝ 当該受電地点の同時最大受電電力

d ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値

b　発電量調整受電電力量を制限した場合

H’＝ H ×（A － B）／ A

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

A ＝ 制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量

B ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量

c　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(8) (7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

(9) 当社は，(2)または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

(10) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

(11) 当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

41　適正契約の保持等

(1) 当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認めら

れる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(3) 当社は，31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

42 契約超過金

(1) 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の１．５倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

(2) 発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の１．５倍に相当する金額を，契約超過金と

して発電者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。

(ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ) 臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ) 接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流１０アン

ペア

ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，０．５キロワットとみなし，１５アンペアの場合は，１．５キロワットとみなします。

(ﾊ) 接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

(ﾆ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ﾎ) 附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

(3) 契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。

イ　契約者の場合

契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，その日程等別料金と合わせて支払っていただきます。

ロ　発電者の場合

同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

43　力率の保持

(1) 低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については９０パーセント以上，その他の供

給地点については８５パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

(2) 高圧または特別高圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，８５パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。この場合，契約者に契約者の負担で適当な調整装置を需要場所または発電場所に施設していただくことがあります。

ロ　当社は，当社の系統が軽負荷のため進み力率となるおそれがある場合等技術上必要がある場合は，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

44　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(1) 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内もしくは需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工，改修または検査

(2) 80（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

(3) 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

(4) 計量器の検針または計量値の確認

(5) 46（託送供給等の停止），54（契約の廃止）または 56（解約等）により必要な処置

(6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

45 託送供給等にともなう協力

(1) 発電者または需要者が次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，当社がとくに必要と認めた場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社は供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

(2) 発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準ずるものといたします。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス実施要綱（高圧）または発電設備系統連系サービス実施要綱（特別高圧）によります。

46　託送供給等の停止

(1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　63（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

(2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　44（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　45（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

(3) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，41（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される

場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

(4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

(5)　(1)から(4)によって託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

47　託送供給等の停止の解除

46（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

48　託送供給等の停止期間中の料金

46（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を33(料金の算定)により日割計算をして，料金を算定いたします。

49　違約金

(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の

３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　46（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合

(2) (1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

(3) 不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

50　損害賠償の免責

(1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(2) 39（受電および供給の中止）によって契約者からの受電または契約者への供給を中止した場合，40（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電を調整し，もしくは中止した場合，または 40（給電指令の実施等）によって需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(3) 46（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 56（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(4) 46（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または 56（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が 56（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(5) その他当社の責めとならない理由により事故が生じた場合は，当社は，契約者，

発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

51　設備の賠償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

(1) 修理可能の場合

修理費

(2) 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

52　契約の変更

(1)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

(2)　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。

ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。

イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

(ｲ)　当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。

(ﾛ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

(3)　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が

接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

(4)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

53　名義の変更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書（当社所定の様式によります。）により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを文書にて証明できる場合に限り，名義変更の手続きをいたします。

54　契約の廃止

(1)　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力していただきます。

(2)　当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。

(3) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，56（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(4) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

(5) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

55　供給開始後の契約の廃止または変更にともなう料金および工事費の精算

(1) 次の場合には，当社は，接続供給契約の廃止または変更の日に料金および工事

費を契約者に，発電量調整供給契約の廃止または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを廃止しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の１０パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に廃止しようとされる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の１０パーセ

ントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを廃止しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と，既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に廃止しようとされる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または予備接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設

備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と，既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ﾊ) 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を廃止し，または19(接続送電サービス）(2)イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ﾛ 発電量調整供給の場合

(ｲ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを廃止しようとされる場合で，新たに施設した当社の供給設備を撤去するときには，その諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ﾛ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合で，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去するときには，その諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。

(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。

56 解約等

(1) 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　46（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(ｲ) 料金が支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾛ) 発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。

(ﾊ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾆ) 料金以外の債務を支払われない場合

(ﾎ) 当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，41（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(ｲ) 8（契約の要件）を欠くに至った場合

(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

(ﾄ) その他この約款に反した場合

(2) 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または廃止するものといたします。

(3) 発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

(4) 発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料

金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。

なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(5) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

57 契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

58　受電地点，供給地点および施設

(1) 受電地点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(ｲ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ﾛ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ﾊ)　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ﾆ) 60（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合

(ﾎ) その他特別の事情がある場合

(2) 供給地点

イ　接続供給の場合

(ｲ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ﾛ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

ａ　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

ｂ　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

ｃ　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの

電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　60（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

(3) 受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(4) 付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

(5) 特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

59　架空引込線

(1) 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

(2) 引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

(3) 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

(4) 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

(5) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

60　地中引込線

(1) 架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者または需要者が発電場所内または需要場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

(2) (1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離の場所にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が５０メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

(3) 地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

(4) 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。

この場合，当社は，68（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または71（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

61　連接引込線等

(1)　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

(2)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

62　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この

場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。

63　引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置変更工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

64　計量器等の取付け

(1) 料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器箱，変成器の２次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は 69（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

(2) 計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

(3) 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

(4) 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

(5) 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

(6) 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

65 電流制限器等の取付け

(1) 需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(2) 電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。

(3) 契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者から申し受けます。

66 通信設備等の施設

(1) 給電指令上必要な次の通信設備等の施設については，それぞれ次のとおりといたします。

イ 保安通信用電話設備等

契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。

なお，この場合の保安通信用電話設備等は，当社の指定する仕様とし，無償で使用させていただきます。

ロ 系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

ハ　給電情報伝送装置および信号端局装置等

(ｲ) 原則として当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，69（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。

(ﾛ) 施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，発電者または需要者と当社との協議により定めます。

なお，施設場所および必要な電源は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(2) 当社の通信設備等と契約者または発電契約者の通信設備等との接続点は，原則として発電場所内および需要場所内の地点とし，当該構内の当社通信線路が最短距離となる場所を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，山間地，離島等の特殊な発電場所から電気を受電する場合，その他特別の事情がある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議により，発電場所および需要場所以外の地点を通信設備等の接続点とすることがあります。

(3) 当社の変電所等から接続点に至るまでの通信設備等は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

(4) 契約者または発電契約者の希望によって，通信設備等の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

67　専用供給設備

(1) 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については 68（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については 71（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ　45（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所お

よびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

(2) (1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

(3) (2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(4) (1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(5) 当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

Ⅷ　工事費の負担

68　受電地点への供給設備の工事費負担金

(1) 受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 14（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ)　67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，67（専用供給

設備）(2)によるものといたします。

(ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

ａ　当該供給設備の工事費のうち，「発電等設備の設置に伴う電力系統の増強および事業者の費用負担等の在り方に関する指針」にもとづき算定した金額

ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150729資第13号認可）67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	２，８６０円００銭

ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，63（引込線の接続），64（計量器等の取付け）または66（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　45（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(ｲ)，(ﾛ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(5) 工事費の算定

(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。

また，標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ｲ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾛ) 諸掛りには，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。

(ﾊ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の５０パーセントに相当する金額は工事費に計上いたしますが，登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用は工事費に計上いたしません。

(ﾆ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の５０パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

(ﾎ) 補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。

(ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。

ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，

イに準じて算定いたします。

ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \quad \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \quad \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} \ - \ \text{予備孔数}}$$

ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

69　受電用計量器等の工事費負担金

(1)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(2)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに給電情報伝送装置および信号端局装置等を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

70　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

71　供給地点への供給設備の工事費負担金

(1)　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(ｲ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は１，０００メートル，地中の場合は１５０メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区分	単位	金額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１ﾒｰﾄﾙにつき	３，４１０円００銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１ﾒｰﾄﾙにつき	２６，９５０円００銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の６０パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の２０パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ) ２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a ２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(1)イ(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b ２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ハ) 架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(イ)の超過こう長は，次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

架空供給側接続設備の超過こう長

$$= \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(イ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

a　工事費

(a) 架空供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄまたは 30,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	５６１円００銭
	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄまたは 70,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	１７６円００銭
	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	８８円００銭

なお，標準電圧２０，０００ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の１５パーセントといたします。

(b) 地中供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄまたは 30,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	６３８円００銭
	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄまたは 70,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	５６１円００銭
	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	２２０円００銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の２０パーセントといたします。

b　当社負担額

新増加接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	５，５００円００銭

(ﾛ) 契約者が新たに接続供給を開始され，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設する供給側接続設備とみなします。

ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(ｲ) 供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ﾛ) 供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ﾊ) 工事こう長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

(ｲ)　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

(ﾛ) 契約電力

(ﾊ) 契約電流

(ﾆ) 契約容量

なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトから交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトに変更

される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(ｲ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。

(ﾛ) 67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するとき

には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，63（引込線の接続），64（計量器等の取付け），65（電流制限器等の取付け）または66（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　45（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への当社の供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(4) 工事費の算定

(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。

また，標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ｲ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾛ) 諸掛りには，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。

(ﾊ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を

設定する場合には，その対価の５０パーセントに相当する金額は工事費に計上いたしますが，登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用は工事費に計上いたしません。

(ﾆ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の５０パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

(ﾎ) 補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。

(ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。

(ﾄ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，73（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　(2)イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)または(1)ロ(ｲ) a にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。

ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ) 高圧で供給する場合

(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ﾛ) 特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の２０パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

チ　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

72　工事費負担金の申受けおよび精算

(1)　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から

申し受けます。

なお，9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

(2) 工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ 71(供給地点への供給設備の工事費負担金)(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

(ﾛ) その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ 68（受電地点への供給設備の工事費負担金），69（受電用計量器等の工事費負担金），70（会社間連系設備の工事費負担金），71（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（71〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および71（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 低圧または高圧で受電または供給する場合

a 設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b 設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ﾛ) 特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

(3) 当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負

担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

(4) 当社は，68（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

(5) 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後１０年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

(6) 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の７０パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される 71（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（75〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

73 臨時工事費

(1) 20（臨時接続送電サービス）によって当社が供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費

にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の９５パーセント，その他の設備についてはその価額の５０パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

(2) 臨時工事費を申し受ける場合は，71（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

(3) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(4) 臨時工事費の精算は，72（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。

74 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

(1) 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその

金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

75　工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

76　保安の責任

当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

77　調査

(1)　当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(2)　調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点検

(3)　当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書により，原則として調査時に行ないます。

78　調査等の委託

(1)　当社は，77（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

(2)　当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

79　調査に対する需要者の協力

(1)　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したと

き，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

(2) 当社は，77（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

80 保安等に対する発電者および需要者の協力

(1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ 発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ 発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

(2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。

(3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(4) 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

81 検査または工事の受託

(1) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

(2) (1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

(3) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

(4) (3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

82 自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

(1) 77（調査）

(2) 78（調査等の委託）

(3) 79（調査に対する需要者の協力）

(4) 81（検査または工事の受託）

附　　則

１　実施期日

この約款は，２０２４年４月１日から実施いたします。

２　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流３相３線式標準電圧３，０００ボルトまたは１０，０００ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，３，０００ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，１０，０００ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧２０，０００ボルトまたは３０，０００ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

３　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1) 適用範囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(ｲ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電

流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

(ﾛ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2) 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，(ﾆ)ｃ，(ﾎ)ｃ，(ﾍ)ｃ，(ﾄ)ｃ，ロ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，ハ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃもしくは(ﾊ)ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾆ)ｃ，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(ｲ) 接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，１０アンペアを１キロワットと，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力

＝ 揚水最大電力等 × 揚水等損失率 ＋ その他最大電力等

(ﾛ) 接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたしま

す。

接続供給課金対象電力量
＝ 揚水等接続供給電力量 × 揚水等損失率 ＋ その他接続供給電力量

ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　その他

(ｲ)　19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a ，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3) 電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画

電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，３０分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における３０分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，３０分ごとの接続対象電力量がその３０分における接続対象計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，３０分ごとの接続対象電力量がその３０分における接続対象計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により

算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(4) 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，64（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則６（受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

４　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

(1) 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特

例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

(2) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，52（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。

(4) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

(5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成２８年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可

能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第２９条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23(発電量調整受電計画差対応電力)(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。

この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26(給電指令時補給電力)(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第２９条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。ただし，40（給電指令の実施等）(2) ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，40(給電指令の実施等)(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における３０分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受

渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ 26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 29（料金の算定期間）

(ﾛ) 33（料金の算定）

(ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 35（料金その他の支払方法）

(ﾎ) 36（保証金）

(ﾍ) 49（違約金）

(ﾄ) 56（解約等）

ト　当社は，３０分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 29（料金の算定期間）

(ﾛ) 33（料金の算定）

(ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 35（料金その他の支払方法）

(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限

ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が１０キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ﾛ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計量

当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，３０分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，３０分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で３０分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，３０分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された３０分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る３０分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

(9) その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。

５　離島についての特別措置

(1) 系統連系受電サービス料金

電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は，22（系統連系受電サービス）(3)

イにかかわらず，次のとおりといたします。

系統連系受電課金対象電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	８８円６８銭

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ﾊ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ﾊ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ﾊ)，26（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	３１１円２０銭

(3) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ﾊ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ﾊ)または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ﾊ)にかかわらず，次のとおりといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１６円４０銭

６　受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧または供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

７　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1) 低圧で供給する場合で，３０分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および

接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における３０分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における３０分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の３０分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)，(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

(2)　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの３０分ごとの発電量調整受電電力量

の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

８　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

(1)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその３０分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

(2)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における３０分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において３０分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値とみなします。

９　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，40（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，50（損害賠償の免責）(2)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適用範囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(ｲ) 軽負荷期（毎年４月１日から６月３０日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間

(ﾛ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(ｲ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービ

ス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。

ホ　その他

(ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

(2)　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ）のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行

先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが 19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ﾆ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ) のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によ

って定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ 附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロまたはイ(ﾛ)もしくはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

11 再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）(1) にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

12　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第２７条の１２の１１第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第２７条の１２の１１第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

(1) 代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に係る当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契

約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

(2) 契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

(ｲ) 需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ﾛ) 需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた１００キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3) 供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電

バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

(4) 料金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適用

発電バランシンググループにおいて，40（給電指令の実施等）(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

b　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適用

40(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電

力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

40（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより３０分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

(ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

40（給電指令の実施等）(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより３０分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。ただし，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における３０分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

(5) 電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計

画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が３０分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力

量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(ｲ)　３０分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c　40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

(ﾊ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはト

によって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

b 当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整

受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

c 当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および40（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑

制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

d 当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

e 当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定

める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，３０分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０

分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその３０分における接続対象計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された３０分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその３０分における接続対象計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された３０分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその３０分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

$$= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$$

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその３０分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループご

とに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量
＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

(6) 託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7) 解約等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，41（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，56（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成２８年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特

別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ロ) インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ) 当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，３０分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ニ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

13　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

(1) 当社は，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，３０分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１３条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2) 当社は，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当

する金額および３０分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

(3) 当社は，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

14　系統連系受電サービス等についての特別措置

(1)　発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに 42（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。

なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび 42（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。

また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，１月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。

イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(イ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ﾛ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ﾊ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

ロ イ(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。

当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(2) (1)の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，

当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。

なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。

また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(3) 発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が１０キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が１０キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が１０未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された３０分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が１０キロワット未満のとき。

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 42（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が１０以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された３０分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が１０キロワット以上のとき。

(ｲ) 22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象

電力の算定上，１０キロワットを同時最大受電電力とみなします。

(ﾛ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が１０キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。

a　42（契約超過金）(2)イ(ｲ)またはロ(ｲ)における契約超過受電電力の算定上，１０キロワットを同時最大受電電力とみなします。

b　42（契約超過金）(2)イ(ﾛ)またはロ(ﾛ)における契約超過受電電力の算定上，１０キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。

(4)　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適用範囲

原則として，２０２４年３月３１日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。

ロ　系統連系受電サービス料金等

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および42（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。

(ｲ) 系統連系受電課金対象電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対

象電力は，零といたします。

なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(ﾛ) 発電量調整受電電力量

a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。

b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から

発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。

なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。

(ﾊ) 契約超過受電電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続

送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

(5) 揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。

イ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および42（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。

ロ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合

発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。

(6) 発電設備等に係る供給地点において最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。

イ　18（料金）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。

ロ　22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または42（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，次のとおりといたします。

(ｲ) 当社との電気の需給契約において，定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が４００ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。

(ﾛ) 当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が４００ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。

(ﾊ) 当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給契約にお

ける契約電流を接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流とみなし，当社との電気の需給契約における契約容量を接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量とみなし，当社との電気の需給契約における臨時電灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。

ハ　40（給電指令の実施等）(7)において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。

ニ　54（契約の廃止）(4)または56（解約等）(5)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。

(7)　２０２４年３月３１日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。

イ　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

県	市町村
富山県	富山市，高岡市，魚津市，滑川市，砺波市，舟橋村，入善町

ロ　受電電圧が標準電圧６，０００ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ　受電電圧が標準電圧６，０００ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電

サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

15　２０２５年３月３１日までの給電指令の実施等についての特別措置

この約款実施の日から２０２５年３月３１日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，40（給電指令の実施等）(9)または(10)にかかわらず，次のとおりといたします。

(1) 当社は，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が５００キロワット未満となるとき。

(ｲ) 割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ) 割引率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が５００キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

(ｲ) 割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接

続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ) 割引率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに０．２パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回１０分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，３０分以上は切り上げ，３０分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算式）

a　接続供給電力を制限した場合

H’＝ H ×（D － d）／ D

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b　接続供給電力量を制限した場合

H’＝ H ×（A － B）／ A

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量

B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(2) (1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

(3) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

16 料金についての切替措置

２０２４年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。

なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における２０２４年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

別　　表

1　契約設備電力の算定

(1)　契約設備電力は，原則として，電流を制限する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

イ　電流を制限する計量器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{制限される電流（アンペア）} \times \frac{100}{\text{ボルト}} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{電流制限器の定格電流（アンペア）} \times \frac{100}{\text{ボルト}} \times \frac{1}{1,000}$$

ハ　主開閉器による場合

別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(2)　(1)によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

2　系統設備効率化割引の対象変電所等

(1)　系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割引区分	都道府県	割引対象変電所等
Ａ－１	－	対象なし
Ａ－２	富山県	新富山変電所，城端開閉所
	大阪府	東大阪変電所（関西電力送配電株式会社）
Ａ－３	富山県	南福光変電所
	石川県	加賀変電所
	福井県	東金津変電所
Ｂ－１	－	対象なし
Ｂ－２	富山県	泊変電所，入善変電所，桜井変電所，江口変電所，魚津変電所，東滑川変電所，黒部御前変電所，高月変電所，水橋変電所，上市変電所，岩瀬変電所，針原変電所，広田変電所，東富山変電所，奥田変電所，牛島変電所，富山変電所，中富山変電所，城南変電所，南富山変電所，掛尾変電所，富南変電所，小見変電所，真川変電所，婦中変電所，八尾変電所，射水変電所，新湊変電所，西高岡変電所，早川変電所，福岡変電所，高岡変電所，小杉変電所，南高岡変電所，大門変電所，戸出変電所，砺波変電所，井波変電所，福野変電所，福光変電所，城端変電所，大牧変電所，成出変電所，氷見変電所，沖布変電所
	石川県	輪島変電所，穴水変電所，七尾変電所，能登部変電所，津幡変電所，大浦変電所，鞍月変電所，金石変電所，北安江変電所，浅野変電所，北金沢変電所，安原変電所，東金沢変電所，金沢中央変電所，昭和町変電所，増泉変電所，大工町変電所，泉野変電所，西金沢変電所，田上変電所，長坂変電所，額変電所，竹松変電所，松任変電所，下林変電所，川北変電所，美川変電所，根上変電所，久常変電所，鶴来変電所，尾口変電所，荒木田変電所，小松変電所，安宅変電所，粟津変電所，山代変電所，山中変電所，枯渕変電所

	福井県	丸岡変電所，春江変電所，西長田変電所，松岡変電所，荒土変電所，勝山変電所，友江変電所，大野変電所，北庄変電所，北福井変電所，開発変電所，東福井変電所，中福井変電所，春山変電所，橋南変電所，南福井変電所，成和変電所，花堂変電所，足羽変電所，神明変電所，水落変電所，鯖江変電所，西田中変電所，織田変電所，新武生変電所，西武生変電所，王子保変電所，粟田部変電所，敦賀変電所，西敦賀変電所，南敦賀変電所

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として２０２８年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

(2)　系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ (1)の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として２０２８年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

また，２０２４年３月３１日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，(1)の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ ２０２４年４月１日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変

更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の 割引区分	見直し後の 割引区分	適用される 割引区分
Ａ－１	Ａ－１，Ａ－２，Ａ－３ または割引対象外	Ａ－１
Ａ－２	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２，Ａ－３ または割引対象外	Ａ－２
Ａ－３	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２	Ａ－２
	Ａ－３または割引対象外	Ａ－３
Ｂ－１	Ｂ－１，Ｂ－２ または割引対象外	Ｂ－１
Ｂ－２	Ｂ－１	Ｂ－１
	Ｂ－２または割引対象外	Ｂ－２

３　契約電力および契約容量の算定方法

19(接続送電サービス)(2)イ(ﾛ)ｂもしくは(ﾊ)または 20(臨時接続送電サービス)(2)イ(ｲ)ｂ(b)もしくは(ﾛ)ｂの場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（１００パーセントといたします。）を乗じます。

(1)　供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトの場合の電圧は，２００ボルトといたします。

(2) 供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧２００ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

(1) 照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
高力率型	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低力率型	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

ロ　ネオン管灯

２次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
999 以下	40	40
1,149 以下	60	60
1,556 以下	70	70
1,759 以下	80	80
2,368 以下	100	100

ニ　水銀灯

出　力（ﾜｯﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
40 以下	60	130	50
60 以下	80	170	70
80 以下	100	190	90
100 以下	150	200	130
125 以下	160	290	145
200 以下	250	400	230
250 以下	300	500	270
300 以下	350	550	325
400 以下	500	750	435
700 以下	800	1,200	735
1,000 以下	1,200	1,750	1,005

(2) 誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(ｲ) 出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率１００．０パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ) 出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　力 (ﾜｯﾄ)	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)		入力（ﾜｯﾄ)
	高力率型	低力率型	
35 以下	―	160	出力（ﾜｯﾄ） ×133.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ
45 以下	―	180	
65 以下	―	230	
100 以下	250	350	
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1,200	
750 以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換　算　容　量（入力〔ｷﾛﾜｯﾄ〕）
出力(馬力)×93.3ﾊﾟｰｾﾝﾄ
出力(ｷﾛﾜｯﾄ)×125.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ

(3) レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格 管 電 圧 (ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ)	管電流 (短時間定格電流) (ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ)	換算容量(入力) (ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)
治療用装置			定格１次最大入力(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)の値といたします。
診察用装置	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1
		20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1.5
		30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	2
		50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 100 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	3
		100 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	4
		200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	7.5
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	10
	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	6
		300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	8
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	13.5
	100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	9.5
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	16
	125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	11
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	ｺﾝﾃﾞﾝｻ容量　0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		1
	0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過　1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		2
	1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過　3 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		3

(4) 電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（キロワット） ＝ 最大定格１次入力（キロボルトアンペア） × ７０パーセント

ロ　イ以外の場合

入力（キロワット） ＝ 実測した１次入力（キロボルトアンペア） × ７０パーセント

(5) その他

イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

５　離島ユニバーサルサービス調整

(1) 離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ　離島平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島平均燃料価格は，１００円単位とし，１００円未満の端数は，１０円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格 ＝ Ａ × α

Ａ ＝ 各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格

α ＝ １．０００

なお，各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格の単位は，１円とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ロ　離島基準燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，７９，３００円といたします。

ハ　離島調整上限燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，１１９，０００円といたします。

ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，１銭とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ｲ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

離島ユニバーサルサービス調整単価

$$= （離島基準燃料価格 － 離島平均燃料価格）\times \frac{(2)の離島基準単価}{１，０００}$$

(ﾛ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合

離島ユニバーサルサービス調整単価

$$= （離島平均燃料価格 － 離島基準燃料価格）\times \frac{(2)の離島基準単価}{１，０００}$$

(ﾊ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合

離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。

離島ユニバーサルサービス調整単価

$$= \text{（離島調整上限燃料価格－離島基準燃料価格）} \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給にかかる電気に適用いたします。

(ｲ)　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ﾕﾆﾊﾞｰｻﾙｻｰﾋﾞｽ調整単価 適用期間
毎年1月1日から3月31日までの期間	その年の5月の検針日から6月の検針日の前日までの期間
毎年2月1日から4月30日までの期間	その年の6月の検針日から7月の検針日の前日までの期間
毎年3月1日から5月31日までの期間	その年の7月の検針日から8月の検針日の前日までの期間
毎年4月1日から6月30日までの期間	その年の8月の検針日から9月の検針日の前日までの期間
毎年5月1日から7月31日までの期間	その年の9月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年6月1日から8月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年7月1日から9月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年8月1日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の1月の検針日の前日までの期間
毎年9月1日から11月30日までの期間	翌年の1月の検針日から2月の検針日の前日までの期間
毎年10月1日から12月31日までの期間	翌年の2月の検針日から3月の検針日の前日までの期間
毎年11月1日から翌年の1月31日までの期間	翌年の3月の検針日から4月の検針日の前日までの期間
毎年12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の2月29日までの期間）	翌年の4月の検針日から5月の検針日の前日までの期間

(ﾛ) 記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ﾊ) 定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(ｲ)にいう検針日は，応当日といたします。

(ﾆ) 検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。

ﾍ 離島ユニバーサルサービス調整額

(ｲ) 定額制供給の場合

a 電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ﾆによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

b 電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ﾆによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

(ﾛ) 従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は，その１月の接続供給電力量にﾆによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

(2) 離島基準単価

離島基準単価は，離島平均燃料価格が１，０００円変動した場合の値とし，次のとおりといたします。

ｲ 定額制供給の場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

電灯	10ﾜｯﾄまでの1灯につき	０円００銭０厘
	10ﾜｯﾄをこえ20ﾜｯﾄまでの1灯につき	０円００銭０厘
	20ﾜｯﾄをこえ40ﾜｯﾄまでの1灯につき	０円００銭０厘
	40ﾜｯﾄをこえ60ﾜｯﾄまでの1灯につき	０円００銭０厘
	60ﾜｯﾄをこえ100ﾜｯﾄまでの1灯につき	０円００銭０厘
	100ﾜｯﾄをこえる1灯につき 100ﾜｯﾄまでごとに	０円００銭０厘
小型機器	50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの1機器につき	０円００銭０厘
	50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの 1機器につき	０円００銭０厘
	100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえる1機器につき 100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	０円００銭０厘

(ﾛ) 電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	０円００銭０厘
総容量が50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	０円００銭０厘
総容量が100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ500ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	０円００銭０厘
総容量が500ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ1ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	０円００銭０厘
総容量が1ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ3ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合1ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	０円００銭０厘

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 １ｷﾛﾜｯﾄ1日につき	０円００銭０厘

ロ　従量制供給の場合

離島基準単価は，次のとおりといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	０円００銭０厘

(3) 離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

６　平均力率の算定

(1) 平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times １００$$

有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，８５パーセントとみなします。

(2) 有効電力量または無効電力量は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

７　契約負荷設備の総容量の算定

(1) 差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(ｲ) 住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

１差込口につき　５０ボルトアンペア

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

１差込口につき　１００ボルトアンペア

(2) 契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の１回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

８　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，３０分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

$$\text{発電バランシンググループごとの発電計画} = \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

(2) 接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの 31（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，３０分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

$$\text{需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画} = \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたし

ます。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

９　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1) イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電ｻｰﾋﾞｽ	電灯である契約負荷設備	10ﾜｯﾄまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ﾜｯﾄをこえ20ﾜｯﾄまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ﾜｯﾄをこえ40ﾜｯﾄまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ﾜｯﾄをこえ60ﾜｯﾄまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ﾜｯﾄをこえ100ﾜｯﾄまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ﾜｯﾄをこえる１灯につき100ﾜｯﾄまでごとに	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20 ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電ｻｰﾋﾞｽ			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電ｻｰﾋﾞｽ			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，４１５時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ) 前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が１０日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたし

ます。

なお，この場合の計量器の取付けは，64（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{１００パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の３０分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4) 発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第1年度，
第2年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日計画</td><td>翌日
計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月1日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前
12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="4">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="3">―</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月３１日までの期間をいいます。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日
計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の
期限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日午前
10 時</td><td>毎日
午前
12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td rowspan="2">―</td><td rowspan="2">―</td><td colspan="4">計画外作業</td></tr>
<tr><td colspan="4">計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月３１日までの期間をいいます。

（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注６）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日
計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日午前
10 時</td><td>毎日
午前
12 時</td><td>30 分ごとの
実需給の開
始時刻の１
時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要
抑制
計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達
計画
・
販売
計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベース
ライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30 分ごとの値</td></tr>
</table>

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月３１日までの期間をいいます。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1) 照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	管灯の定格消費電力 (ﾜｯﾄ)	ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量 (ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
	60	17
	80	25
	100	30
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ　ネオン管灯

２次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）
3,000	20
6,000	30
9,000	50
12,000	50
15,000	75

ハ　水銀灯

出力（ﾜｯﾄ）	ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	
	100ﾎﾞﾙﾄ	200ﾎﾞﾙﾄ
50以下	30	7
100以下	50	9
250以下	75	15
300以下	100	20
400以下	150	30
700以下	250	50
1,000以下	300	75

(2) 誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(ｲ) 単相誘導電動機

電動機定格出力（ｷﾛﾜｯﾄ）		0.1	0.2	0.4	0.75
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	使用電圧100ﾎﾞﾙﾄ	40	50	75	100
	使用電圧200ﾎﾞﾙﾄ	20	20	30	40

(ﾛ) ３相誘導電動機（使用電圧２００ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	2極	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6極	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
定格出力	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3) 電気溶接機（使用電圧２００ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の５０パーセントといたします。

(4) その他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14　標準設計基準

(1) 適用

イ　この基準は，託送供給等約款Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計工事費の算定に適用いたします。

ロ　この基準に明記していない事項については，電気設備に関する技術基準その他関係法令，当社の設計基準等にもとづき技術的に適当と認められる設計によ

ることといたします。この場合，その設計を標準設計といたします。

ハ　地形上その他周囲の状況からこの基準によりがたい場合で特別な施設を要する場合は，ロにかかわらず技術的に適当と認められる特殊な設計によるものとし，この場合，その設計を標準設計といたします。

(2) 高圧または低圧電線路

イ　一般基準

(ｲ) 電圧降下の許容限度

高圧または低圧の電線路（受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発変電所の引出口までの電線路）における電圧降下の許容限度の標準は，次によります。

公称電圧 / 地域区分	高圧		低圧	
	3,300ﾎﾞﾙﾄ	6,600ﾎﾞﾙﾄ	100ﾎﾞﾙﾄ	200ﾎﾞﾙﾄ
都　市　域	－	300ﾎﾞﾙﾄ	6ﾎﾞﾙﾄ	20ﾎﾞﾙﾄ
そ　の　他	300ﾎﾞﾙﾄ	600ﾎﾞﾙﾄ	6ﾎﾞﾙﾄ	20ﾎﾞﾙﾄ

(ﾛ) 経過地

高圧または低圧の電線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類

高圧または低圧の電線路は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路を施設することが法令上不可能な場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により著しく困難な場合には，他の方法によります。

ロ　架空電線路

(ｲ) 電線路の施設

a　高圧または低圧の架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線の張替え，または負荷分割をする場合のうち，線路の保守，保安上支障のない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

b　架空電線路を単独に施設する場合の回線数は，原則として１回線といたします。

c　併架の場合の１配電線路の回線数は，既設電線も含めて高圧線，低圧線ともそれぞれ２回線を限度といたします。

(ﾛ) 支持物の種類

高圧または低圧の架空電線路の支持物は，原則として鉄筋コンクリート柱といたします。ただし，技術上，経済上適当でない場合は，他の支持物を使用いたします。

(ﾊ) 標準径間

高圧または低圧の架空電線路の標準径間は，４０メートルから５０メートルといたします。

(ﾆ) 支持物の長さ

高圧または低圧の架空電線路の支持物の長さは，次によります。ただし，施設場所の状況により根入れ，電線の弛度，装柱，交差，接近，引込線，前後の支持物の高さ等の関係からやむをえない場合は，この長さ以外のものとすることがあります。

支持物の長さ（ﾒｰﾄﾙ）	10，12，14，16

(ﾎ) がいし

高圧または低圧の架空電線路のがいしは，次によります。

使用箇所 / 電圧	引 通 箇 所	引 留 箇 所
高　　圧	高圧中実がいし 高圧ピンがいし	高圧耐張がいし
低　　圧	低圧ピンがいし	低圧引留がいし
低 圧 引 込	低圧ピンがいし，低圧引留がいし， 引込用バインドレスがいし	

(ﾍ) 装柱

高圧または低圧の架空電線路の装柱は，複雑にならないように考慮し，高圧電線は水平配列，低圧電線は水平配列または垂直配列といたします。ただし，他物との離隔距離確保のため特殊装柱とすることがあります。

(ﾄ) 電線の種類および太さ

a　高圧または低圧の架空電線は，絶縁電線を使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，電圧降下，機械的強度および法令上の制限等

を考慮して，次の中から選定いたします。ただし，技術上，経済上不適当な場合は，架空ケーブル等，他の適当な電線を使用いたします。

電線種別および太さ			許容電流(ｱﾝﾍﾟｱ)						
			高圧絶縁電線(架橋ﾎﾟﾘｴﾁﾚﾝ絶縁電線)	低圧絶縁電線				600ﾎﾞﾙﾄﾋﾞﾆﾙ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽｹｰﾌﾞﾙ	
				屋外用ﾋﾞﾆﾙ絶縁電線	特殊耐熱ﾋﾞﾆﾙ絶縁電線	引込用ﾋﾞﾆﾙ絶縁電線			
						2ｺより	3ｺより	2心	3心
銅	単線	2.0ﾐﾘﾒｰﾄﾙ						23	20
		2.6 〃				38	34		
		3.2 〃				50	44		
		4.0 〃		78					
		5.0 〃	142	103					
	より線	8平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ						42	37
		14 〃				70	62		
		22 〃				92	80	79	70
		38 〃				130	113		
		60 〃		206		174	152	140	125
		80 〃			313				
アルミ	より線	120平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ	308						
		240平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ	512						

(ﾁ) 柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，次の中から技術上，経済上適正なものを選定いたします。

なお，３相電力負荷に対しては，単相変圧器２台を用いてＶ結線により使用いたします。

容量（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	5，10，20，30，50，100

(ﾘ) 開閉器の施設

高圧架空電線路の系統操作および保守のために，必要な箇所には開閉器を施設いたします。

(ﾇ) 耐雷施設

架空電線路には，避雷器，架空地線等の耐雷上必要な設備を施設いたします。

(ﾙ) 耐塩施設

塩害地域に施設する架空電線路の機器および材料は，耐塩構造のものを使用いたします。

ハ　地中電線路

(ｲ) 施設方法

高圧または低圧の地中電線路の施設方法は，施設環境等を考慮し，技術上支障のない範囲で，管路式，暗きょ式，開きょ式または直埋式の中から選定いたします。

(ﾛ) ケーブルの選定

高圧または低圧の地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，電圧降下および施設方法等を考慮し，次の中から選定いたします。

電圧	種　　類	公称断面積（平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）
高圧	CVT ｹｰﾌﾞﾙ (6,600 ﾎﾞﾙﾄﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ形架橋 ﾎﾟﾘｴﾁﾚﾝ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽ電力ｹｰﾌﾞﾙ)	22，60，150，250， 325，400
低圧	CVQ ｹｰﾌﾞﾙ (600 ﾎﾞﾙﾄ 4 ｺより架橋ﾎﾟﾘｴﾁﾚﾝ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽ電力ｹｰﾌﾞﾙ) CV ｹｰﾌﾞﾙ (600 ﾎﾞﾙﾄ架橋ﾎﾟﾘｴﾁﾚﾝ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽ電力ｹｰﾌﾞﾙ)	60，100，150，250
	VVR ｹｰﾌﾞﾙ (600 ﾎﾞﾙﾄﾋﾞﾆﾙ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽ電力ｹｰﾌﾞﾙ)	8，14，22

(ﾊ) 開閉器，路上変圧器，路上低圧分岐箱の施設

a　多回路開閉器は，高圧線を分岐する場合に施設いたします。

b　高圧引込開閉器は，高圧で供給を受ける需要者へπ引込により供給する場合に施設いたします。

c　路上変圧器は，高圧から低圧への変圧が必要な場合に施設いたします。

d　路上低圧分岐箱は，低圧線を分岐する場合に施設いたします。

(3) 特別高圧電線路

イ　一般基準

(ｲ) 電圧降下の許容限度

特別高圧電線路の電圧降下の許容限度の標準は，次のとおりといたします。

なお，この場合の電線路とは，受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発変電所の引出口までといたします。

公称電圧(ﾎﾞﾙﾄ)	22,000	33,000	66,000	77,000	154,000
電圧降下の許容限度(ﾎﾞﾙﾄ)	2,000	3,000	6,000	7,000	14,000

(ﾛ) 経過地等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，用地取得上ならびに保安，保守，系統運用上に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類

特別高圧電線路は架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上不可能な場合，技術上および用地上著しく困難な場合，または経済上適当でない場合は，その他の方法によるものといたします。

ロ　特別高圧架空電線路

(ｲ) 電線路の施設

a　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設を原則といたします。ただし，他の電線路との併架，電線張替等が技術上，経済上から適当と判断される場合は，これらの方法によることがあります。

b　単独に施設する場合は，予備送電サービスの申込みがある場合を除き，原則として１回線といたします。

c　他の電線路との併架の場合の電線路順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。

(ﾛ) 支持物の種類

特別高圧架空電線路の支持物は，原則として，鉄塔を使用いたします。ただし，公称電圧３３，０００ボルト以下の場合は，施設場所の状況に応じて鉄塔以外の支持物を使用することがあります。

(ﾊ) 標準径間

標準径間は，次のとおりといたします。

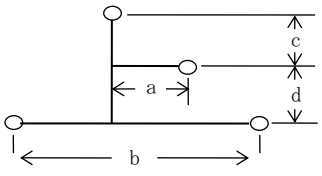
支持物の種類	標準径間
鉄塔	１５０ﾒｰﾄﾙ以上３５０ﾒｰﾄﾙ以下
その他	７５ﾒｰﾄﾙ以上１５０ﾒｰﾄﾙ以下

(ﾆ) 電線間隔

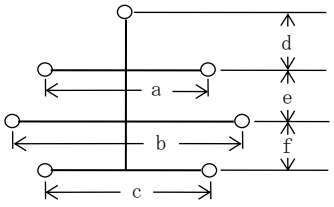
電線間隔の標準は，次のとおりといたします。ただし，線種，気象，地形条件および用地事情等により増減することがあります。

鉄塔の場合

間隔 / 公称電圧	1 回 線 (ﾒｰﾄﾙ)				2 回 線 (ﾒｰﾄﾙ)					
	a	b	c	d	a	b	c	d	e	f
33,000 ﾎﾞﾙﾄ以下	1.5 以上 1.6 以下	3.6 以上 4.4 以下	1.5 以上 2.1 以下	1.6 以上 2.2 以下	3.0 以上 3.2 以下	3.6 以上 4.4 以下	3.2 以上 3.6 以下	1.5 以上 2.1 以下	1.6 以上 2.2 以下	1.6 以上 2.2 以下
66,000ﾎﾞﾙﾄまたは77,000ﾎﾞﾙﾄ	2.0 以上 2.9 以下	6.0 以上 8.0 以下	2.2 以上 4.5 以下	2.5 以上 4.1 以下	4.0 以上 5.8 以下	7.2 以上 10.0 以下	5.0 以上 7.0 以下	2.2 以上 4.5 以下	2.8 以上 4.1 以下	2.5 以上 4.0 以下
154,000ﾎﾞﾙﾄ	3.2 以上 4.3 以下	8.6 以上 12.0 以下	2.9 以上 5.5 以下	4.2 以上 6.0 以下	6.4 以上 8.6 以下	10.0 以上 13.0 以下	8.0 以上 10.0 以下	4.6 以上 7.2 以下	4.2 以上 6.0 以下	3.6 以上 5.0 以下



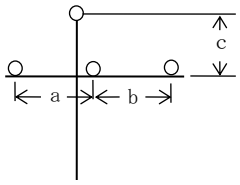
（１回線）



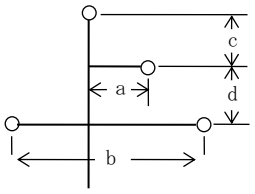
（２回線）

鉄柱，鉄筋コンクリート柱の場合

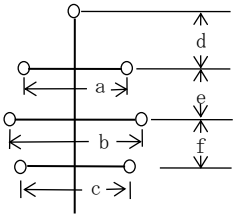
間隔 ＼ 公称電圧	1　回　線　(ﾒｰﾄﾙ)							2　回　線　(ﾒｰﾄﾙ)					
	水平配列			三角配列									
	a	b	c	a	b	c	d	a	b	c	d	e	f
33,000 ﾎﾞﾙﾄ 以下	1.0	0.7	0.8 以上 1.0 以下	0.0 以上 0.3 以下	1.2 以上 1.5 以下	1.4 以上 2.5 以下	0.8 以上 1.0 以下	1.5 以上 2.0 以下	1.8 以上 2.5 以下	2.2 以上 3.0 以下	0.8 以上 1.8 以下	1.2 以上 1.8 以下	1.2 以上 1.8 以下



（１回線）
水平配列



（１回線）
三角配列



（２回線）

(ﾎ) がいし

a　がいしは懸垂がいし，長幹がいし，ラインポストがいしを使用し，懸垂がいし一連の連結個数の標準は，次のとおりといたします。

なお，長幹がいし，ラインポストがいしを使用する場合は，これと同等の絶縁強度を有するものといたします。ただし，関連施設との協調や電線路の経過地等を考慮して，次によらないことがあります。

種類 ＼ 公称電圧	250 ﾐﾘﾒｰﾄﾙ懸垂がいし(個)
22,000 ﾎﾞﾙﾄ	3
33,000 ﾎﾞﾙﾄ	3
66,000 ﾎﾞﾙﾄ	6
77,000 ﾎﾞﾙﾄ	6
154,000 ﾎﾞﾙﾄ	10

b　塩じん害の予想される地域は，塩じん害対策委員会の推奨値および北陸における汚損実績を考慮して，適当数の増結またはこれに準ずる長幹がいし，ラインポストがいしを使用いたします。

c　原則として，アークホーンを取り付けます。

(ﾍ) 電線の種類および太さ

a　電線はアルミ覆鋼心アルミより線，アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線または特別高圧絶縁電線を標準といたします。ただし，保守上，機械的強度上とくに必要のある区間または腐蝕のおそれがある区間等には，特殊電線を使用することがあります。

b　電線の太さは許容電流，短絡電流，電圧降下および機械的強度等を考慮して定め，次の中から必要最小のものを使用いたします。ただし，他の支持物に併架する場合は，弛度の関係から既設架空線と協調する太さのものを使用することがあります。

絶縁電線				アルミ覆鋼心ｱﾙﾐより線 (ACSR/AC)		アルミ覆鋼心耐熱ｱﾙﾐ合金より線 (TACSR/AC)	
アルミ覆鋼心ｱﾙﾐより線 (SB-ACSR/AC-OC-L) 鋼心ｱﾙﾐより線 (SB-ACSR-OC-L)		硬ｱﾙﾐより線 (SB-HAL-OC-L)					
公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)
120	308	240	512	160	467	160	724
				330	729	330	1,153
				410	846	410	1,349
				610	1,059	610	1,706
				810	1,251	810	2,031

(注１)架空ケーブルを使用する場合は，ハ(ﾛ)の表を適用いたします。

(注２)絶縁電線のうち，アルミ覆鋼心アルミより線は塩害地域に適用いたします。

(ﾄ) 架空地線の施設

a　特別高圧架空電線路においては，原則として架空地線を施設いたします。

b　架空地線は，アルミ覆鋼より線を使用し，その太さは，線路の設計条件

にもとづいて，次の中から選定いたします。

公　称　断　面　積　（平方ミリメートル）
22，45，55，70，90，110

(ﾁ) 架空電線の地表上の高さ

架空電線の地表上の最低地上高は，建造物等との離隔を考慮し，次の値を標準とします。ただし，施設場所における建造物または工作物等の状況から，この値以外とすることがあります。

公称電圧 / 地域	33kV以下	66，77kV	154kV
工業地帯，商業地，市街地および人家の密集する地域，これに準ずる地域	18m	19m	20m
住宅が散在する郊外および水田地帯など近傍の市街地化が進んでいない地域	14m	15m	16m
山地・山林地域	樹種・樹高により個別設定		

（注）上記は，想定地盤面からの高さとします。

(ﾘ) ラインストラップの施設

電力線搬送が行なわれている電線から当該電線を分岐する場合で，搬送波に悪影響を与えるとみなされるときには，その分岐点に必要な定格のラインストラップを施設いたします。

(ﾇ) その他

特別高圧絶縁電線を使用する電線路は，原則として次の機器を施設いたします。

a　避雷器

b　開閉型端子または開閉器

ハ　特別高圧地中電線路

(ｲ) 施設方法

特別高圧地中電線路の施設方法は，管路式といたします。ただし，次の場合は，直接埋設式または暗きょ式によることがあります。

a　直接埋設式

車輌その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

b　暗きょ式

構内等で当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合および終端部で必要な場合

(ﾛ) ケーブルの選定

a　特別高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下および施設方法等を考慮して，次の中から選定いたします。

公称電圧 ＼ 条件	22,000ﾎﾞﾙﾄ または 33,000ﾎﾞﾙﾄ		66,000ﾎﾞﾙﾄ		77,000ﾎﾞﾙﾄ		154,000ﾎﾞﾙﾄ	
種類	ＣＶｹｰﾌﾞﾙ		ＣＶｹｰﾌﾞﾙ		ＣＶｹｰﾌﾞﾙ		ＣＶｹｰﾌﾞﾙ	
	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心
線心数	3	1	3	1	3	1	3	1
公称断面積(平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	60	400	80	600	80	400	200	200
	100	500	100	800	100	600	325	325
	150	600	150	1,000	150	800	400	400
	200	800	200	1,200	200	1,000	600	600
	250	1,000	250	1,400	250	1,200	800	800
	325	1,200	325	1,600	325	1,500	1000	1,000
	400		400	2,000	400	1,800		1,200
	500		500	2,500	600	2,000		1,400
			600			2,500		1,500
			800					1,600
			1,000					1,800
			1,200					2,000
								2,500

b　ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準ずる算定方法に施設条

件を考慮して算出いたします。

c　新設電線路のケーブルは，原則としてＣＶケーブルを使用いたします。

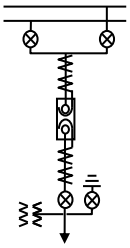
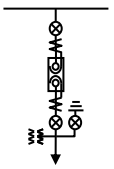
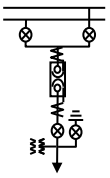
(4) 変電設備

イ　一般基準

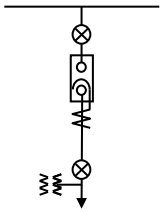
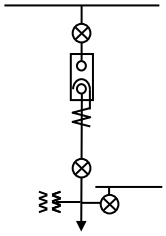
電線路の引出口設備は，その変電所の他の引出口設備および関連設備に準じて施設いたします。

ロ　結線法

結線および主要機器取付台数の標準は，次のとおりといたします。

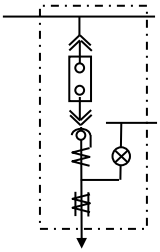
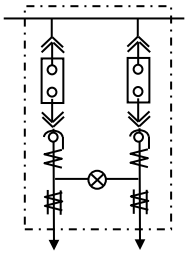
区　分		結線法	機器名	台数
公称電圧 154,000 ボルト	複母線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 3　組 4　組 1　台 1　面
公称電圧 77,000 ボルト または 66,000 ボルト	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 2　組 2　組 1　台 1　面
	複母線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 3　組 2　組 1　台 1　面

(注)接地装置は，原則として線路側に１台設置いたします。ただし，ガス絶縁開閉装置を使用する場合は，しゃ断器の両端にも接地装置を設置することがあります。

区　　分		結　線　法	機　器　名	台　　数
公称電圧 33,000 ﾎﾞﾙﾄ または 22,000 ﾎﾞﾙﾄ	単 母 線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 2　組 1　組 1　台 1　面 引出形しゃ断器のときは断路器を省きます。
	切 替 母 線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 3　組 1　組 1　台 1　面 引出形しゃ断器のときは断路器を1組といたします。

(注)変電所の中性点接地方式により零相変流器を設置することがあります。

接地装置を線路側に1台設置することがあります。

区　　分		結　　線　　法	機　器　名	台　　数
公称電圧 6,600 ﾎﾞﾙﾄ または 3,300 ﾎﾞﾙﾄ	補助母線付き		配電箱 しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1　個 1　台 1　組 1　組 1　台 1　面
	切替断路器付き		配電箱 しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1　個 1　台 1　組 1　組 1　台 1　面

（凡例）

しゃ断器	断　路　器	変流器 (ﾌﾞｯｼﾝｸﾞ形)	計器用 変圧器
引出形 しゃ断器	接地装置	零相変流器	

ハ　しゃ断器

(ｲ)　しゃ断器は，当社が一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成の短絡電流の計算値から判断して，次の中から必要最小のものを選定いたします。

(ﾛ)　将来の系統構成は，地域の実態により５年から１０年程度先を目標といたします。

公称電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	定格電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	定格電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	定格しゃ断電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	形式
154,000	168,000	1,200，2,000， 3,000，4,000	25,000，31,500， 40,000	ガス形
77,000	84,000	800，1,200， 2,000，3,000	20,000，25,000， 31,500	ガス形， 真空形
66,000	72,000	800，1,200， 2,000，3,000	20,000，25,000， 31,500	〃 〃
33,000	36,000	600，1,200， 2,000	16,000，25,000	〃 〃
22,000	24,000	600，1,200， 2,000	20,000，25,000	〃 〃
6,600 または3,300	7,200	600	12,500	真空形

ニ　断路器

(ｲ) 断路器は，当社が一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成の短絡電流の計算値から判断して，次の中から必要最小のものを選定いたします。

(ﾛ)　将来の系統構成は，地域の実態により５年から１０年程度先を目標といたします。

公称電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	定格電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	定格電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	定格短時間耐電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	形式
154,000	168,000	1,200, 2,000, 3,000, 4,000	31,500, 40,000	三極単投
77,000	84,000	800, 1,200, 2,000, 3,000	20,000, 31,500	〃
66,000	72,000	800, 1,200, 2,000, 3,000	20,000, 31,500	〃
33,000	36,000	600, 1,200, 2,000	25,000, 31,500, 40,000	〃
22,000	24,000	600, 1,200, 2,000	25,000	〃
6,600 または3,300	7,200	600	12,500	〃

ホ　変流器

(ｲ) 変流器は，当社が一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成の短絡電流の計算値から判断して，必要最小のものを選定いたします。

(ﾛ) 将来の系統構成は，地域の実態により５年から１０年程度先を目標といたします。

ヘ　計器用変圧器

計器用変圧器は，当社が一般的に使用しているものの中から回路電圧，使用負担に応じ，必要最小のものを選定いたします。

ト　配電盤

配電盤は，原則として電流計，しゃ断器操作用ハンドルおよび運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ，電力計，電圧計および無効電力計等を取り付けます。

なお，無人変電所の場合は，当該設備の遠隔監視制御装置を取り付けます。

チ　保護装置

電線路に短絡または地絡故障を生じた場合は，自動的に電路をしゃ断するた

めの保護装置を取り付けます。

なお，原則として，各線路には自動再閉路継電装置を施設し，必要な箇所には母線保護継電装置を取り付けます。

(5) 電力保安通信設備

イ　一般基準

(ｲ) 施設基準

a　電力保安通信用電話設備は，法令の定めるところにより施設いたします。

b　給電指令に必要となる情報伝送設備および電力系統の保護に必要となる情報伝送設備（以下「系統運用設備」といいます。）は，電力系統の運用上必要な場合に施設いたします。

c　回線数は，電話については原則として１回線，系統運用設備については，系統運用上の重要性および装置動作の信頼性を考慮し決定いたします。

(ﾛ) 通信方式

電力保安通信用電話設備は，架空通信線，地中通信線または通信線搬送による電話設備のうち，技術上，経済上からみて最も適当なものを使用いたします。

(ﾊ) 経過地

経過地は，地理的条件，保安および保守上の問題を考慮して，最も経済的に施設できるように選定いたします。

ロ　電力保安通信用電話設備

(ｲ) 架空通信線路

a　通信線路の施設

架空通信線路は，使用電圧が３３，０００ボルト以下の架空電線路への添架または架空弱電流電線路への共架により施設いたします。ただし，技術上，経済上適当でない場合は，通信線路を単独に施設する場合があります。

b　通信線の種類

架空通信線は，原則としてポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル（心線太さ０．９ミリメートル）または石英系シングルモード光ファイバケーブルを使用いたします。

なお，心線数（対数）は，障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

(ﾛ) 地中通信線路

a　施設方法

地中通信線路は，原則として管路式または暗きょ式によります。

b　通信線の種類

地中通信線は，原則としてポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルまたはポリエチレン絶縁ポリエチレンシースケーブル（心線太さ０．９ミリメートル），石英系シングルモード光ファイバケーブルを使用いたします。

なお，心線数（対数）は，障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

(ﾊ) 通信線搬送設備

a　送受信装置

(a) 原則として単通話路装置を施設いたします。

(b) 原則として浮動充電方式による直流電源装置を施設いたします。

b　通信線の種類

通信線搬送用の通信線は，(ｲ)および(ﾛ)と同様な仕様の通信線を使用いたします。

(ﾆ) 呼出方式

電力保安電話設備における呼出方式は原則として通話帯域内可聴信号方式といたします。ただし，地域的，設備条件によっては，ダイヤル方式または１６ヘルツ呼出方式とする場合があります。

ハ　系統運用設備

(ｲ) スーパービジョンおよびテレメータ伝送装置は，必要伝送量に対応する量数のものを施設いたします。

(ﾛ) 搬送継電方式に使用する伝送装置は，保安上，技術上等の点を勘案して伝送路の種類および信号方式を決定し，施設いたします。

(ﾊ) その他電子応用設備については，上記に準じて施設いたします。この場合，保安上，技術上等の点を勘案して決定いたします。

ニ　保安装置

保安装置は，保安の必要に応じ施設いたします。

別 冊　系統連系技術要件

第１章　総　則

１　目的

この系統連系技術要件（以下「技術要件」といいます。）は，発電者および需要者の電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に連系することを可能とするために必要となる技術要件を示したものです。

２　適用の範囲

この技術要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。なお，既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この技術要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合についても，この技術要件を適用いたします。

３　協議

この技術要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この技術要件に定めない事項も含め，個別に協議させていただきます。

第２章　発電設備等の連系に必要な技術要件（低圧）

１　電気方式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式・３相４線式）と同一としていただきます。

(1) 最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2) 単相３線式の系統に単相２線式２００ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電地点のしゃ断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合

２　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，原則として次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：５８．２ヘルツをこえ６１．２ヘルツ以下
運転可能周波数　　：５７．０ヘルツ以上６１．８ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，５８．２ヘルツでは１０分程度以上，５７．６ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは５７．０ヘルツ，それ以外は５８．２ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒）

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については，これによりません。

３　力率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率８５パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。なお，電圧上昇を防止する上でやむをえない

場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率８０パーセントまで制御することができるものといたします。

４　高調波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。なお，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「第３章 需要設備の連系に必要な技術要件（低圧）３ 高調波」に準じた対策を実施していただきます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから１００パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議といたします。

また，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成２４年経済産業省令第４６号，以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも５０パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，発電出力の抑制は，停止による対応も可能といたします。なお，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ，対策の内容を協議させていただきます。

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち１０キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を

有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

7　不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうため，次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「第３章 需要設備の連系に必要な技術要件（低圧）４ 保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないため，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

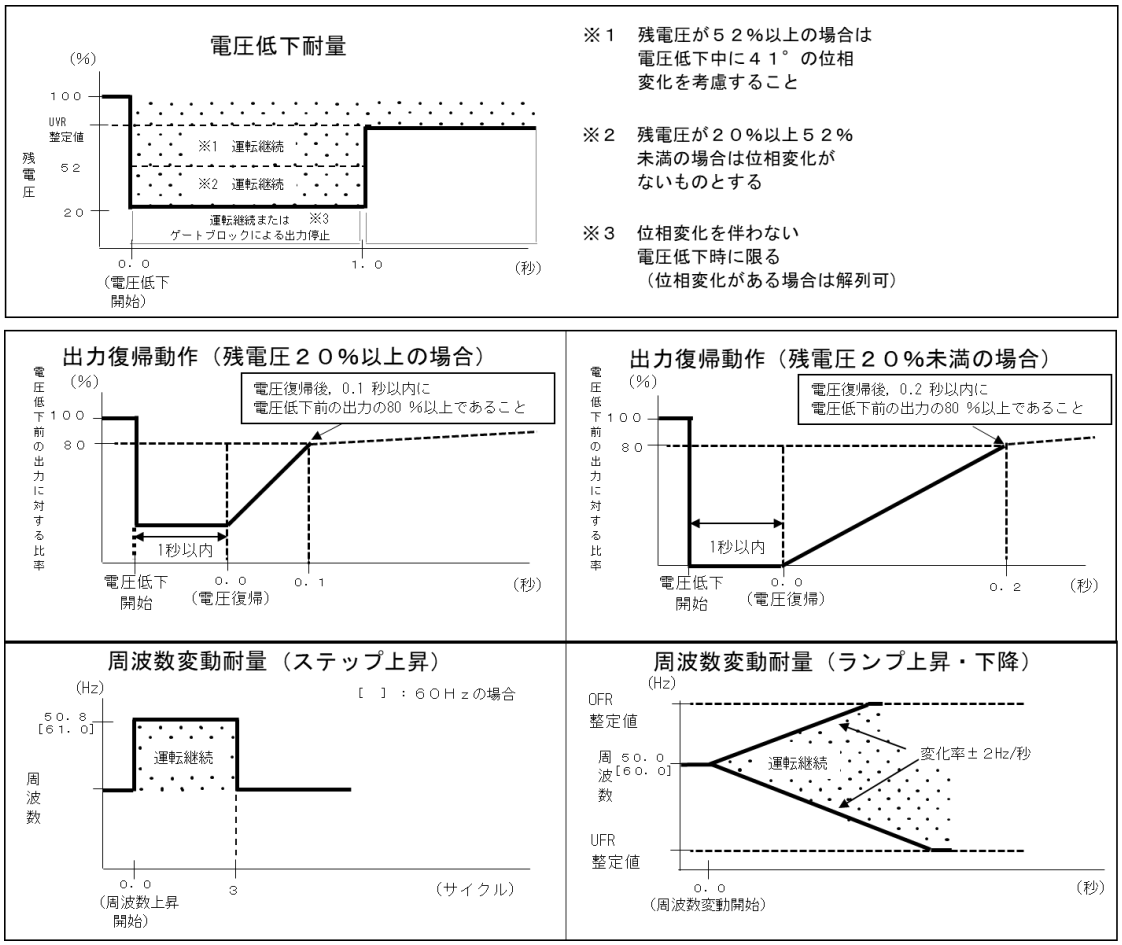
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	60Hz 系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	風力		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	蓄電池		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	ガスエンジン	単機出力 2kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
		単機出力 2kW 以上 10kW 未満※				

	複数直流入力システム	太陽光 ＋ 蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz,3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
		燃料電池 ＋ 蓄電池 ガスエンジン ＋ 蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz,3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
三相	太陽光		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	蓄電池					
	燃料電池					
	ガスエンジン					
	風力		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz,3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



８　保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

９　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相（単相３線式では中性線と両電圧線間）に設置すること。

(2)　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相（中性線と両電圧線間），３相３線式については３相に設置すること。

(3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式および３相３線式については１相に設置すること。

(4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとすること。

イ　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相（中性線と両電圧線間），３相３線式については３相に設置すること。なお，３相３線式では単相負荷がなければ３相電力の合計とすることができるものといたします。

ロ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相（単相３線式では中性線と両電圧線間）に設置すること。

10　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

ただし，発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は，省略することができるものといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレー，または過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用することができるものといたします。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4) 単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周

波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

11　解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 機械的な解列箇所２箇所

(2) 機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

12　接地方式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

13　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するため，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができるものといたします。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

14　電圧変動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧１００ボルトに対しては１０１±６ボルト，標準電圧２００ボルトに対しては２０２±２０ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の１０パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なっていただきます。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電地点における電圧フリッカレベル（ΔＶ

１０）を０．４５ボルト以下（当該設備のみの場合は，０．２３ボルト以下）に維持することといたします。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。

15　短絡容量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

16　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置

単相３線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，需要設備お

よび発電設備等の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。

17　発電設備等の種類

逆潮流ありの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない場合でも，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出および解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれがない場合に限り，逆潮流ありの連系とすることができます。

18　発電機諸元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		ＦＲＴ要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

19　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステム

への影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。

第３章　需要設備の連系に必要な技術要件（低圧）

１　電気方式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式・３相４線式）と同一としていただきます。

２　力率

需要場所において，電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は，原則として９０パーセント以上，その他の機器を使用する供給地点については８５パーセント以上に保持していただきます。

また，進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器毎に取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンンデンサは，託送供給等約款別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

３　高調波

需要設備を設置する場合には，需要設備（フィルタ，補機類を含みます。）からの高調波流出電流を，総合電流歪み率５パーセント以下に抑制していただきます。

４　保護装置の設置

需要者は，次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。

(1) 負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

(2) 負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

(3) 負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

(4) 著しい高周波または高調波を発生する場合

(5) その他(1)，(2)，(3)または(4)に準ずる場合

第４章　発電設備等の連系に必要な技術要件（高圧）

１　電気方式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

２　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，原則として次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：５８．２ヘルツをこえ６１．０ヘルツ以下
運転可能周波数　　：５７．０ヘルツ以上６１．８ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，５８．２ヘルツでは１０分程度以上，５７．６ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則としてＦＲＴ要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは５７．０ヘルツ，それ以外は５８．２ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒）

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については，これによりません。

３　力率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率８５パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。なお，電圧上昇を防止する上でやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率８０パーセントまで制御することができるものといたします。

４　高調波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を

総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。なお，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「第５章 需要設備の連系に必要な技術要件（高圧）３ 高調波」に準じた対策を実施していただきます。

５ 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから１００パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議といたします。

また，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも５０パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，発電出力の抑制は，停止による対応も可能といたします。なお，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ，対策の内容を協議させていただきます。

６ 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

７ 不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうため，次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「第５章 需要

設備の連系に必要な技術要件（高圧）４　保護協調」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないため，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

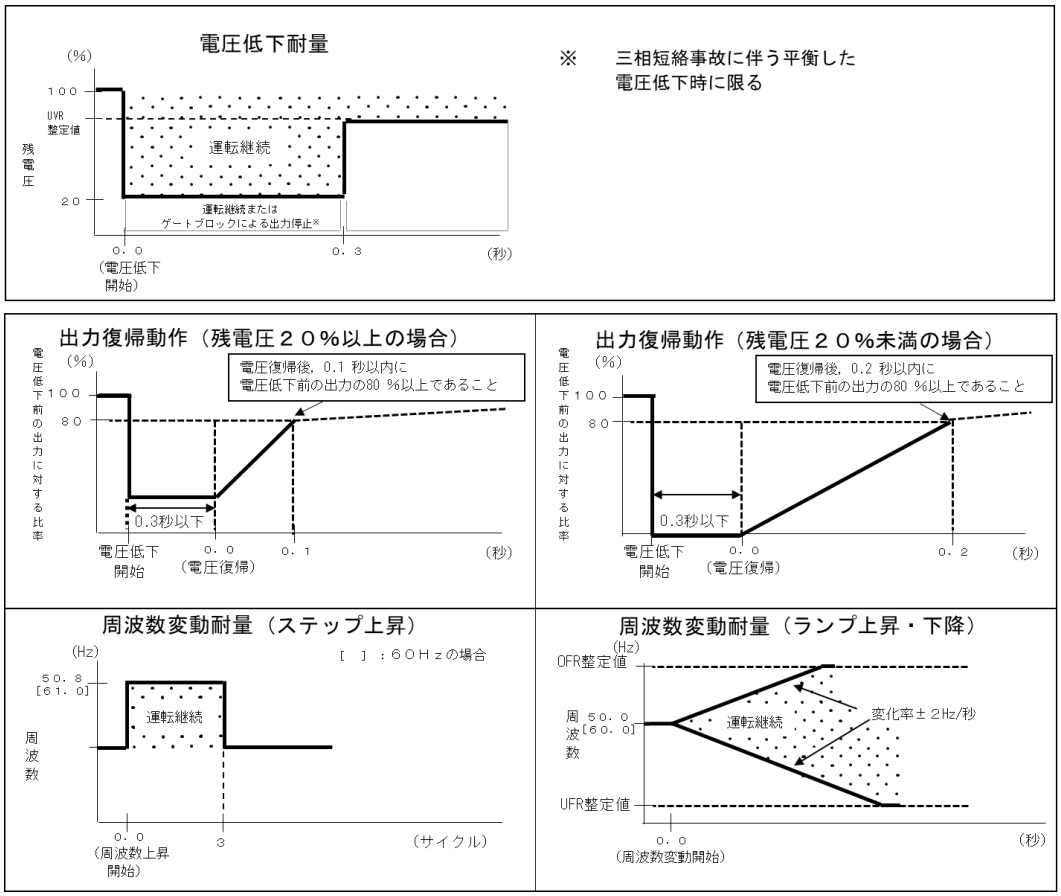
(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	60Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	風力	残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰			・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



８　保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

９　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置すること。

(3) 短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合は，２相設置とすることができるものといたします。

(4) 不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができるものといたします。

(5) 不足電力リレーは，２相設置すること。

10　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は，省略することができるものといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができるものといたします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が１０キロワット以下の場合

(4) 逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきま

す。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略することができるものといたします。なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出することができること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

(5) 逆潮流がない場合の単独運転防止対策

逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略することができるものといたします。

また，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略することができるものといたします。なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものといたします。

11　解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

(1) 受電用しゃ断器

(2) 発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

(4) 母線連絡用しゃ断器

12　自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

13　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略することができるものといたします。

(1) 専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

(2) 転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

(3) ２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

(4) 単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

(5) 逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。

イ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができる。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。

14　接地方式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

15　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するため，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができるものといたします。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

16　電圧変動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧１００ボルトに対しては１０１±６ボルト，標準電圧２００ボルトに対しては２０２±２０ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の１０パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを

用いること。

ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なっていただきます。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電地点における電圧フリッカレベル（ΔＶ１０）を０．４５ボルト以下（当該設備のみの場合は，０．２３ボルト以下）に維持することといたします。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱す

るおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。

17　短絡容量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

18　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無

電源種	設備	諸元
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		ＦＲＴ要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

19　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

20　連絡体制

発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができるものといたします。

(1) 専用保安通信用電話設備

(2) 電気通信事業者の専用回線電話

(3) 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

イ　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

ハ　停電時においても通話可能なものであること。

ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

21　バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合は，この限りではありません。

22　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じるこ

と。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

第５章　需要設備の連系に必要な技術要件（高圧）

１　電気方式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

２　力率

供給地点における力率を，原則として８５パーセント以上とするとともに，進み力率にならないようにしていただきます。

また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。

３　高調波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。

(1) 対象となる需要者および適用時期

イ　対象となる需要者は，次のいずれかに該当する需要者（以下「対象者」といいます。）といたします。

(ｲ)　６，６００ボルトの系統から受電する需要者であって，その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が５０キロボルトアンペアをこえる需要者

(ﾛ)　２２，０００ボルトの系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が３００キロボルトアンペアをこえる需要者

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，３００ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流２０アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　対象者が，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。なお，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって対象者に該当することになる場合においても適用いたします。

(2) 高調波流出電流の算出

対象者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は，４０次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に，次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流上限値

（単位：ミリアンペア）

受電電圧(ボルト)	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6,600	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70
22,000	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36

４　保護協調

構内設備の異常または故障に対しては，その影響を接続された系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

５　電圧変動

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から１０パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑

制対策を実施していただきます。

６　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

第６章　発電設備等の連系に必要な技術要件（特別高圧）

１　電気方式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

２　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1) 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，原則として次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：５８．２ヘルツをこえ６１．０ヘルツ以下

運転可能周波数　　：５７．０ヘルツ以上６１．８ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，５８．２ヘルツでは１０分程度以上，５７．６ヘルツでは１分程度以上としていただきます。

また，周波数低下リレーの整定値は，原則として検出レベルを５７．０ヘルツ，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒以上）

(2) 並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数 ＋０．１ヘルツ以下（設定可能範囲：標準周波数＋０．１～＋１．０ヘルツ）といたします。ただし，離島等系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

３　力率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率９０パーセントから進み力率９５パーセントとしていただき

ます。

また，逆潮流がない場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ力率８５パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

なお，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。

４　高調波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。なお，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「第７章 需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧） ３ 高調波」に準じた対策を実施していただきます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから１００パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議といたします。

また，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも５０パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，発電出力の抑制は，停止による対応も可能といたします。なお，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ，対策の内容を協議させていただきます。

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

７　不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうため，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「第７章 需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧） ４ 保護協調」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないため，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要なしゃ断を回避できる時限で行なうこと。

(2) 事故時運転継続

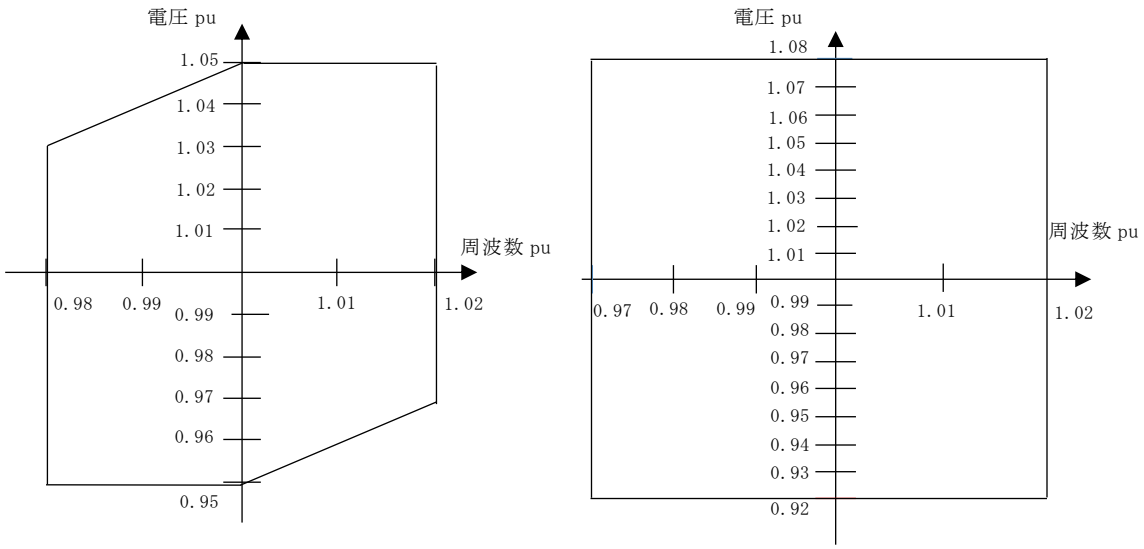
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧 20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20%未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）</td><td>残電圧 52%以上・
位相変化 41 度以下
（運転継続）</td><td>60Hz 系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
</table>

(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，次の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

同期発電機，誘導発電機　　逆変換装置



また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。ただし，周波数変動範囲に対しては，「第６章　２　運転可能周波数・並列時許容周波数(1) 運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な需要設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

８　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は，省略することができるものといたします。

(2) 系統側事故対策

イ　短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(ｲ) 同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡

方向リレーを設置すること。なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

(ﾛ) 誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に発電電圧の異常低下を検出し，発電設備等を解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができるものといたします。

ロ　地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(ｲ) 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

(ﾛ) 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができるものといたします。

a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく，周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し，解列することができる場合

c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し，解列することができる場合

なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。

(3) 単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送しゃ断装置を設置していただきます。ま

た，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の４０パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。ただし，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等をすみやかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

(4) 事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

(5) 構内設備故障対策

構内設備故障対策として「第７章　需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）５ 保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。

(6) 事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備のしゃ断器，保護リレーの動作時間を次のとおりとしていただきます。

しゃ断器：２サイクル以内

保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

(7) その他

イ　連系する系統と同じ保護方式の保護リレーを設置する場合の主な短絡・地絡保護は次のとおりといたします。この場合，当社が採用するリレーと同じ仕様

で設置していただきます。

電圧階級（ﾎﾞﾙﾄ）	系統の保護方式	短絡保護		地絡保護				系列数
				中性点接地方式				
				直接接地方式		抵抗接地方式		
		主保護	後備保護	主保護	後備保護	主保護	後備保護	
500,000 275,000	電流差動ﾘﾚｰ方式	電流差動ﾘﾚｰ	短絡方向距離ﾘﾚｰ	電流差動ﾘﾚｰ	地絡方向距離ﾘﾚｰ			2系列
154,000	電流差動ﾘﾚｰ方式	電流差動ﾘﾚｰ	短絡方向距離ﾘﾚｰ			電流差動ﾘﾚｰ	地絡方向ﾘﾚｰ	1系列
	方向比較ﾘﾚｰ方式	方向比較ﾘﾚｰ	短絡方向距離ﾘﾚｰ			方向比較ﾘﾚｰ	地絡方向ﾘﾚｰ	1系列
77,000 66,000	電流差動ﾘﾚｰ方式	電流差動ﾘﾚｰ	短絡方向距離ﾘﾚｰ			電流差動ﾘﾚｰ	地絡方向ﾘﾚｰ	1系列

ロ　連系する系統との保護協調を考慮し，当社設備のしゃ断器と同等のしゃ断時間としていただきます。

9　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

10　保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

11　解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

(1) 受電用しゃ断器

(2) 発電設備等出力端しゃ断器

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

(4) 母線連絡用しゃ断器

12 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。

(3) 不足電力リレーは２相設置とすること。

(4) 短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置とすること。

13 自動負荷制限・発電抑制

(1) 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電しゃ断，もしくは発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。

なお，この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外といたします。

(2) あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台，その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電しゃ断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電

設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

14　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のため，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。

ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が相互予備となるように２系列化されている場合は，線路無電圧確認装置を省略することができるものといたします。また，この場合，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものとします。

(1)　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。

(2) 計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。

(3) 計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。

15　発電機運転制御装置の付加

(1) 系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，次の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　電圧・無効電力制御

ロ　周波数上昇時の発電しゃ断装置

ハ　過負荷解消制御装置

ニ　系統安定化装置（ＰＳＳ：Power System Stabilizer）

ホ　その他必要な装置

(2) 周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，次の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

ロ　ＬＦＣ（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのＬＦＣ信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±０．２ヘルツをこえた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

定格出力が１００メガワット以上の火力発電設備は，周波数５８．８ヘルツまでは発電機出力を低下しない，周波数５８．８ヘルツを下回る場合は，１．２ヘルツ低下する毎に５パーセント以内の出力低下に抑える，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

	発電機定格出力	100 メガワット以上	
		GT および GTCC	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※7
機能・仕様等	GF 調定率	５パーセント以下	５パーセント以下
	GF 幅※1	５パーセント以上 （定格出力基準）	３パーセント以上 （定格出力基準）
	GF 制御応答性	２秒以内に出力変化開始， 10 秒以内に GF 幅の出力変化完了※5	
	LFC 幅	±５パーセント以上 （定格出力基準）	±５パーセント以上 （定格出力基準）
	LFC 変化速度※2	５パーセント/分以上 （定格出力基準）	１パーセント/分以上 （定格出力基準）
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
	EDC 変化速度※2	５パーセント/分以上 （定格出力基準）	１パーセント/分以上 （定格出力基準）
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
	EDC+LFC 変化速度	10 パーセント/分以上 （定格出力基準）	１パーセント/分以上 （定格出力基準）
	最低出力※3※4 （定格出力基準）	50 パーセント以下 DSS 機能具備※6	30 パーセント以下

※１　ガスタービン発電設備およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（ＧＴおよびＧＴＣＣ）については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５パーセント以上，その他の発電機については定格出力の３パーセント以上を確保すること。定格出力付近等の要件を満たせない出力帯については別途協議させていただきます。

※２　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議させていただきます。

※３　気化ガス（ＢＯＧ）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議させていただきます。

※４　ＥＤＣ／ＬＦＣ指令で制御可能な最低出力といたします。

※５　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

※６　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は，発電機解列から並列まで８時間以内で可能なこと。

※７　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ・ＬＦＣ指令値）を受信す

る機能および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力[ＧＴおよびＧＴＣＣのみ]，ＥＤＣ・ＬＦＣ使用／除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

(3) 早期再並列のための機能

同一受電地点に連系する定格出力の合計が４００メガワット以上の火力（ＧＴＣＣ）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4) 電圧調整のための機能

イ　１５４，０００ボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　７７，０００ボルトまたは６６，０００ボルト以下の系統に連系する発電設備等においても，必要により，上記イと同等の機能を具備していただくことがあります。

16　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

(1) １５４，０００ボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2) ２７５，０００ボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

17　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するため，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができるものといたします。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

18 電圧変動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１から２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なっていただきます。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安といたします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いる等の対策を行なっていただきます。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときまたは適正値を逸脱するおそれがある

ときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電地点における電圧フリッカレベル（ΔＶ１０）を０．４５ボルト以下（当該設備のみの場合は，０．２３ボルト以下）に維持することといたします。

(ｲ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(ﾛ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。

(3) その他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から１０パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

19 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の１０パーセント以下となるよう対策を行なうこと。

なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議させていただきます。

ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，２から５パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は０．２ヘルツ以下といたします。

20　短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

21　発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等は，次のとおりです。

発電機定数	標準的な値（火力機）
初期過渡リアクタンス（Xd”）	0.20～0.30[pu]※
過渡リアクタンス（Xd’）	0.25～0.35[pu]※
同期リアクタンス（Xd）	1.5 ～1.9 [pu]※
慣性定数（M＝2H）	6.0 ～10.0[MW・sec/MVA]
開路初期過渡時定数（Tdo”）	0.02～0.05[秒]
開路過渡時定数（Tdo’）	5.0 ～8.0 [秒]

※発電機定格容量ベース

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数

電源種	設備	諸元
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		ＬＦＣ・発電機出力制御ブロック
		ＥＤＣ変化速度（出力毎）
		ＬＦＣ幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他）

電源種	設備	諸元
		応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		ＯＥＬ，ＵＥＬブロック
水力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

22　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

23　連絡体制

(1) 発電者の構内設備故障および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の総合制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の総合制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，３３，０００ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができるものといたします。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(ｲ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ﾊ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ) 災害時等において当社の総合制御所等と連絡が取れない場合には，当社の総合制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社の中央給電指令所，総合制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態※1
	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用しゃ断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	引込口（受電地点）の有効電力量
	電圧・無効電力の制御モード
	下り伝送異常

情報種別	情報内容
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	発電機母線の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※2
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）

※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備1台毎に設置

※2　ナセルで計測する風向・風速

※3　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

24　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社の総合制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

25　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

第７章　需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）

１　電気方式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

２　力率

供給地点における力率を，原則として８５パーセント以上とするとともに，進み力率にならないようにしていただきます。

また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。

３　高調波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。

(1) 対象となる需要者および適用時期

イ　対象となる需要者は，次のいずれかに該当する需要者（以下「対象者」といいます。）といたします。

(ｲ)　２２，０００ボルトまたは３３，０００ボルトの系統から受電する需要者であって，その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が３００キロボルトアンペアをこえる需要者

(ﾛ)　６６，０００ボルト以上の系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が２，０００キロボルトアンペアをこえる需要者

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，３００ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流２０アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　対象者が，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。なお，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって，対象者に該当することになる場合においても適用いたしま

す。

(2) 高調波流出電流の算出

対象者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は，40 次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に，次表に示す需要者の契約電力 1 キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

契約電力 1 キロワット当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：ミリアンペア）

受電電圧 (ボルト)	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次 超過
22,000	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33,000	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66,000	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
77,000	0.50	0.36	0.23	0.19	0.15	0.13	0.11	0.10
154,000	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275,000	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

４　保護協調

構内設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうため，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

(1) 構内設備の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断すること。

(2) 連系する系統に事故が発生した場合は，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内設備をしゃ断すること。

(3) 連系する系統以外の事故時には，原則として構内設備はしゃ断されないこと。

５　保護装置の設置

(1) 構内設備故障対策

構内設備故障時の保護のため，過電流リレーおよび地絡過電流リレーを設置していただきます。また，系統安定度を確保する等のため必要な場合は，母線保護リレーを設置していただきます。

(2) 系統側事故対策

系統事故時の送電線保護装置が必要となる場合は，接続する系統と同一の保護装置を設置していただきます。

６　保護装置の設置場所

保護リレーは，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

７　しゃ断箇所

保護装置が動作した場合のしゃ断箇所は，系統から構内を切り離し，事故を除去することができる連系用しゃ断器といたします。ただし，母線保護リレーが動作した場合は，同一母線に接続された送電線および受電用変圧器等をすべてしゃ断していただきます。

８　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は「第６章 発電設備等の連系に必要な技術要件(特別高圧)11 保護リレーの設置相数」に準じていただきます。

９　電圧変動・電圧フリッカ・電圧不平衡

(1) 受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から１０パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

(2) 需要設備にアーク炉等を含み，電圧フリッカが発生するおそれがある場合には，負荷に応じた抑制対策を実施していただきます。

(3) 大容量の単相負荷等により各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には，供給地点における電圧不平衡率を３パーセント以下にしていただきます。

10　連絡体制

(1) 需要者の構内設備故障および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等には，当社の総合制御所等と需要者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の総合制御所等と需要者の技術員駐在所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，３３，０００ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができるものといたします。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(ｲ) 需要者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，需要者の構内設備の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ﾊ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ) 常用・予備線供給方式等，機器操作が極めて簡単で，系統に影響を及ぼすおそれがない方式で受電すること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社の中央給電指令所，総合制御所等と需要者の間に，必要に応じ，系統運用上必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
テレメータ	引込口（供給地点）の有効電力

11　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは,「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

電気事業法施行規則第 19 条第２項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

３　電気事業法施行規則第 17 条の４第１項の規定により提出した書類の写し

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会において取りまとめられた「今後の電力政策の方向性について中間とりまとめ（2023年２月公表）」において、2024年度から発電側課金制度を導入する整理がなされたことを踏まえ、当該内容を供給条件に反映し、新たに系統連系受電サービス料金を設定するとともに、2023年11月24日に経済産業大臣の承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの変更を料金率に反映するべく、託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては、電気事業法第18条第１項の規定にもとづき、ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容
および新旧比較表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては、発電側課金制度を導入する整理がなされたこと、託送供給等に係る収入の見通しの変更について経済産業大臣の承認を受けたことを踏まえ、必要となる変更を行なうとともに、その他の今日的見直しをいたしました。

託送供給等約款　変更認可申請内容（現行規定との比較）

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
託 送 供 給 等 約 款 ２０２~~３~~年~~１２~~月~~２７~~日実施 北陸電力送配電株式会社	託 送 供 給 等 約 款 ２０２４年４月１日実施 北陸電力送配電株式会社

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ	総　　則	1
1	適用	1
2	託送供給等約款の認可および変更	2
3	定義	2
4	代表契約者の選任	~~7~~ 8
5	託送供給等に係る取扱い	8
6	単位および端数処理	8
7	実施細目	9
Ⅱ	契約の申込み	10
8	契約の要件	10
9	検討および契約の申込み	~~12~~ 13
10	契約の成立および契約期間	~~19~~ 21
11	託送供給等の開始	~~20~~ 22
12	供給準備その他必要な手続きのための協力	~~20~~ 22
13	電気方式，電圧および周波数	~~21~~ 23
14	発電場所および需要場所	~~22~~ 24
15	供給および契約の単位	~~24~~ 26
16	承諾の限界	~~27~~ 30
17	契約書の作成	~~28~~ 30
Ⅲ	料　　金	~~29~~ 31
18	料金	~~29~~ 31
19	接続送電サービス	~~31~~ 32
20	臨時接続送電サービス	~~54~~ 56
~~21~~	~~振替送電サービス~~	~~63~~
~~22~~ 21	予備送電サービス	~~64~~ 65
22	系統連系受電サービス	66
23	発電量調整受電計画差対応電力	~~65~~ 70
24	接続対象計画差対応電力	~~66~~ 71
25	需要抑制量調整受電計画差対応電力	~~67~~ 72
26	給電指令時補給電力	~~68~~ 73

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
Ⅳ　料金の算定および支払い ····· 7~~1~~ ２７　料金の適用開始の時期 ····· 7~~1~~ ２８　検針日 ····· 7~~1~~ ２９　料金の算定期間 ····· 7~~2~~ ３０　計量 ····· 7~~3~~ ３１　電力および電力量の算定 ····· 7~~4~~ ３２　損失率 ····· 9~~1~~ ３３　料金の算定 ····· 9~~1~~ ３４　支払義務の発生および支払期日 ····· ~~94~~ ３５　料金その他の支払方法 ····· ~~95~~ ３６　保証金 ····· ~~97~~ ３７　連帯責任 ····· ~~99~~ Ⅴ　供　　給 ····· 10~~0~~ ３８　託送供給等の実施 ····· 10~~0~~ ３９　受電および供給の中止 ····· 1~~03~~ ４０　給電指令の実施等 ····· 1~~03~~ ４１　適正契約の保持等 ····· 1~~08~~ ４２　契約超過金 ····· 1~~08~~ ４３　力率の保持 ····· 1~~09~~ ４４　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 ··· 1~~09~~ ４５　託送供給等にともなう協力 ····· 1~~10~~ ４６　託送供給等の停止 ····· 1~~1~~1 ４７　託送供給等の停止の解除 ····· 1~~1~~2 ４８　託送供給の停止期間中の料金 ····· 1~~13~~ ４９　違約金 ····· 1~~13~~ ５０　損害賠償の免責 ····· 1~~1~~3 ５１　設備の賠償 ····· 1~~1~~4 Ⅵ　契約の変更および終了 ····· 1~~1~~5 ５２　契約の変更 ····· 1~~1~~5 ５３　名義の変更 ····· 1~~16~~ ５４　契約の廃止 ····· 1~~1~~7 ５５　供給開始後の契約の廃止または変更にともなう料金および 工事費の精算 ····· 1~~1~~8 ５６　解約等 ····· 1~~21~~ ５７　契約消滅後の債権債務関係 ····· 1~~22~~	Ⅳ　料金の算定および支払い ····· 76 ２７　料金の適用開始の時期 ····· 76 ２８　検針日 ····· 76 ２９　料金の算定期間 ····· 77 ３０　計量 ····· 78 ３１　電力および電力量の算定 ····· 79 ３２　損失率 ····· 96 ３３　料金の算定 ····· 97 ３４　支払義務の発生および支払期日 ····· 100 ３５　料金その他の支払方法 ····· 102 ３６　保証金 ····· 105 ３７　連帯責任 ····· 107 Ⅴ　供　　給 ····· 108 ３８　託送供給等の実施 ····· 108 ３９　受電および供給の中止 ····· 111 ４０　給電指令の実施等 ····· 111 ４１　適正契約の保持等 ····· 115 ４２　契約超過金 ····· 116 ４３　力率の保持 ····· 118 ４４　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 ··· 119 ４５　託送供給等にともなう協力 ····· 120 ４６　託送供給等の停止 ····· 121 ４７　託送供給等の停止の解除 ····· 122 ４８　託送供給の停止期間中の料金 ····· 122 ４９　違約金 ····· 122 ５０　損害賠償の免責 ····· 123 ５１　設備の賠償 ····· 124 Ⅵ　契約の変更および終了 ····· 125 ５２　契約の変更 ····· 125 ５３　名義の変更 ····· 127 ５４　契約の廃止 ····· 127 ５５　供給開始後の契約の廃止または変更にともなう料金および 工事費の精算 ····· 128 ５６　解約等 ····· 132 ５７　契約消滅後の債権債務関係 ····· 134

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事 …… 1~~23~~ ５８ 受電地点，供給地点および施設 …… 1~~23~~ ５９ 架空引込線 …… 1~~24~~ ６０ 地中引込線 …… 1~~25~~ ６１ 連接引込線等 …… 1~~27~~ ６２ 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 1~~27~~ ６３ 引込線の接続 …… 1~~28~~ ６４ 計量器等の取付け …… 1~~28~~ ６５ 電流制限器等の取付け …… 1~~29~~ ６６ 通信設備等の施設 …… 1~~29~~ ６７ 専用供給設備 …… 1~~30~~ Ⅷ 工事費の負担 …… 1~~32~~ ６８ 受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 1~~32~~ ６９ 受電用計量器等の工事費負担金 …… 1~~36~~ ７０ 会社間連系設備の工事費負担金 …… 1~~36~~ ７１ 供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 1~~36~~ ７２ 工事費負担金の申受けおよび精算 …… 1~~44~~ ７３ 臨時工事費 …… 1~~46~~ ７４ 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 1~~47~~ ７５ 工事費等に関する契約書の作成 …… 1~~48~~ Ⅸ 保　　安 …… 1~~49~~ ７６ 保安の責任 …… 1~~49~~ ７７ 調査 …… 1~~49~~ ７８ 調査等の委託 …… 1~~49~~ ７９ 調査に対する需要者の協力 …… 1~~49~~ ８０ 保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 1~~50~~ ８１ 検査または工事の受託 …… 1~~50~~ ８２ 自家用電気工作物 …… 1~~51~~ 附　　則 …… 1~~52~~ 別　　表 …… ~~105~~ 別冊　系統連系技術要件 …… 2~~40~~	Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事 …… 135 ５８ 受電地点，供給地点および施設 …… 135 ５９ 架空引込線 …… 136 ６０ 地中引込線 …… 137 ６１ 連接引込線等 …… 139 ６２ 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 139 ６３ 引込線の接続 …… 140 ６４ 計量器等の取付け …… 140 ６５ 電流制限器等の取付け …… 141 ６６ 通信設備等の施設 …… 141 ６７ 専用供給設備 …… 142 Ⅷ 工事費の負担 …… 144 ６８ 受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 144 ６９ 受電用計量器等の工事費負担金 …… 148 ７０ 会社間連系設備の工事費負担金 …… 148 ７１ 供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 148 ７２ 工事費負担金の申受けおよび精算 …… 156 ７３ 臨時工事費 …… 158 ７４ 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 159 ７５ 工事費等に関する契約書の作成 …… 160 Ⅸ 保　　安 …… 161 ７６ 保安の責任 …… 161 ７７ 調査 …… 161 ７８ 調査等の委託 …… 161 ７９ 調査に対する需要者の協力 …… 161 ８０ 保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 162 ８１ 検査または工事の受託 …… 162 ８２ 自家用電気工作物 …… 163 附　　則 …… 164 別　　表 …… 216 別冊　系統連系技術要件 …… 262

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)

別 冊　系統連系技術要件

目　　次

第１章	総　　則	~~240~~ 262
１	目的	~~240~~ 262
２	適用の範囲	~~240~~ 262
３	協議	~~240~~ 262
第２章	発電設備等の連系に必要な技術要件（低圧）	~~241~~ 263
１	電気方式	~~241~~ 263
２	運転可能周波数	~~241~~ 263
３	力率	~~241~~ 263
４	高調波	~~242~~ 264
５	需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	~~242~~ 264
６	送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	~~242~~ 264
７	不要解列の防止	~~243~~ 265
８	保護装置の設置場所	~~246~~ 268
９	保護リレーの設置相数	~~246~~ 268
１０	保護装置の設置	~~247~~ 269
１１	解列箇所	~~248~~ 270
１２	接地方式	~~248~~ 270
１３	直流流出防止変圧器の設置	~~248~~ 270
１４	電圧変動	~~249~~ 271
１５	短絡容量	~~250~~ 272
１６	過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置	~~250~~ 272
１７	発電設備等の種類	~~251~~ 273
１８	発電機諸元	~~251~~ 273
１９	サイバーセキュリティ対策	~~252~~ 274
第３章	需要設備の連系に必要な技術要件（低圧）	~~253~~ 276
１	電気方式	~~253~~ 276
２	力率	~~253~~ 276
３	高調波	~~253~~ 276
４	保護装置の設置	~~253~~ 276

託送供給等約款(2023.12.27 実施)		託送供給等約款(2024.4.1 実施)	
第４章　発電設備等の連系に必要な技術要件（高圧） ・・・・・・・・・・	2~~54~~	第４章　発電設備等の連系に必要な技術要件（高圧） ・・・・・・・・・・	277
１　電気方式 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~54~~	１　電気方式 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	277
２　運転可能周波数 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~54~~	２　運転可能周波数 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	277
３　力率 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~54~~	３　力率 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	277
４　高調波 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~54~~	４　高調波 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	277
５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ・・・・・・	2~~55~~	５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ・・・・・・	278
６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ・・・・・・・・・・	2~~55~~	６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ・・・・・・・・・・	278
７　不要解列の防止 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~55~~	７　不要解列の防止 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	278
８　保護装置の設置場所 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~58~~	８　保護装置の設置場所 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	281
９　保護リレーの設置相数 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~58~~	９　保護リレーの設置相数 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	281
１０　保護装置の設置 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~59~~	１０　保護装置の設置 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	282
１１　解列箇所 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~60~~	１１　解列箇所 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	283
１２　自動負荷制限 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~61~~	１２　自動負荷制限 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	284
１３　線路無電圧確認装置の設置 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~61~~	１３　線路無電圧確認装置の設置 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	284
１４　接地方式 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~61~~	１４　接地方式 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	284
１５　直流流出防止変圧器の設置 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~62~~	１５　直流流出防止変圧器の設置 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	285
１６　電圧変動 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~62~~	１６　電圧変動 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	285
１７　短絡容量 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~64~~	１７　短絡容量 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	287
１８　発電機定数・諸元 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~64~~	１８　発電機定数・諸元 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	287
１９　昇圧用変圧器 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~66~~	１９　昇圧用変圧器 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	289
２０　連絡体制 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~66~~	２０　連絡体制 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	289
２１　バンク逆潮流の制限 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~67~~	２１　バンク逆潮流の制限 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	290
２２　サイバーセキュリティ対策 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~67~~	２２　サイバーセキュリティ対策 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	290
第５章　需要設備の連系に必要な技術要件（高圧） ・・・・・・・・・・・・	2~~68~~	第５章　需要設備の連系に必要な技術要件（高圧） ・・・・・・・・・・・・	292
１　電気方式 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~68~~	１　電気方式 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	292
２　力率 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~68~~	２　力率 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	292
３　高調波 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~68~~	３　高調波 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	292
４　保護協調 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~69~~	４　保護協調 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	293
		５　電圧変動 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	293
		６　サイバーセキュリティ対策 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	294
第６章　発電設備等の連系に必要な技術要件（特別高圧） ・・・・・・	2~~70~~	第６章　発電設備等の連系に必要な技術要件（特別高圧） ・・・・・・	295
１　電気方式 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~70~~	１　電気方式 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	295
２　運転可能周波数・並列時許容周波数 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~70~~	２　運転可能周波数・並列時許容周波数 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	295
３　力率 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~70~~	３　力率 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	295
４　高調波 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2~~71~~	４　高調波 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	296
５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ・・・・・・	2~~71~~	５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ・・・・・・	296
６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ・・・・・・・・・・	2~~72~~	６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ・・・・・・・・・・	297

託送供給等約款(2023.12.27 実施)		託送供給等約款(2024.4.1 実施)	
7　不要解列の防止	~~272~~	7　不要解列の防止	297
8　保護装置の設置	~~274~~	8　保護装置の設置	299
9　再閉路方式	~~277~~	9　再閉路方式	302
１０　保護装置の設置場所	~~277~~	１０　保護装置の設置場所	302
１１　解列箇所	~~277~~	１１　解列箇所	302
１２　保護リレーの設置相数	~~278~~	１２　保護リレーの設置相数	303
１３　自動負荷制限・発電抑制	~~278~~	１３　自動負荷制限・発電抑制	303
１４　線路無電圧確認装置の設置	~~279~~	１４　線路無電圧確認装置の設置	304
１５　発電機運転制御装置の付加	~~279~~	１５　発電機運転制御装置の付加	304
１６　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施	~~282~~	１６　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施	307
１７　直流流出防止変圧器の設置	~~282~~	１７　直流流出防止変圧器の設置	307
１８　電圧変動	~~283~~	１８　電圧変動	308
１９　出力変動対策	~~284~~	１９　出力変動対策	309
２０　短路・地絡電流対策	~~284~~	２０　短路・地絡電流対策	310
２１　発電機定数・諸元	~~285~~	２１　発電機定数・諸元	310
２２　昇圧用変圧器	~~289~~	２２　昇圧用変圧器	314
２３　連絡体制	~~289~~	２３　連絡体制	314
２４　電気現象記録装置	~~291~~	２４　電気現象記録装置	316
２５　サイバーセキュリティ対策	~~291~~	２５　サイバーセキュリティ対策	316
第７章　需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）	~~292~~	第７章　需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）	317
1　電気方式	~~292~~	1　電気方式	317
2　力率	~~292~~	2　力率	317
3　高調波	~~292~~	3　高調波	317
4　保護協調	~~294~~	4　保護協調	319
5　保護装置の設置	~~294~~	5　保護装置の設置	319
6　保護装置の設置場所	~~294~~	6　保護装置の設置場所	319
7　しゃ断箇所	~~294~~	7　しゃ断箇所	319
8　保護リレーの設置相数	~~294~~	8　保護リレーの設置相数	319
9　電圧変動・電圧フリッカ・電圧不平衡	~~295~~	9　電圧変動・電圧フリッカ・電圧不平衡	320
１０　連絡体制	~~295~~	１０　連絡体制	320
		１１　サイバーセキュリティ対策	321

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
Ⅰ　総　　則	**Ⅰ　総　　則**
３　定義 次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 (1) 契約者 この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。 (2) 発電契約者 この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。 (3) 需要抑制契約者 この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。 (4) 発電者 小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。 (5) 需要者 契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。 (6) 低圧 標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトをいいます。 (7) 高圧 標準電圧６，０００ボルトをいいます。 (8) 特別高圧 標準電圧２０，０００ボルト以上の電圧をいいます。 (9) 受電地点 当社が託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。 (10) 発電場所 発電者が発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。 (11) 供給地点 当社が託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。 (12) 需要場所 需要者が契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所を	**３　定義** 次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 (1) 契約者 この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。 (2) 発電契約者 この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。 (3) 需要抑制契約者 この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。 (4) 発電者 小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。 (5) 需要者 契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。 (6) 低圧 標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトをいいます。 (7) 高圧 標準電圧６，０００ボルトをいいます。 (8) 特別高圧 標準電圧２０，０００ボルト以上の電圧をいいます。 (9) 受電地点 当社が託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。 (10) 発電場所 発電者が発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。 (11) 供給地点 当社が託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。 (12) 需要場所 需要者が契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所を

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
いいます。 (13) 会社間連系点 当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。 (14) 中継振替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。 (15) 地内振替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。 (16) 発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。 (17) 発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。 (18) 発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 (19) 発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 (20) 接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。 (21) 接続受電電力量 受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。 (22) 接続供給電力 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。 (23) 接続供給電力量 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。 (24) 接続対象電力 接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。 (25) 接続対象電力量 接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。 (26) 接続対象計画電力 接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものを	いいます。 (13) 会社間連系点 当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。 (14) 中継振替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。 (15) 地内振替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。 (16) 発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。 (17) 発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。 (18) 発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 (19) 発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 (20) 接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。 (21) 接続受電電力量 受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。 (22) 接続供給電力 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。 (23) 接続供給電力量 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。 (24) 接続対象電力 接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。 (25) 接続対象電力量 接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。 (26) 接続対象計画電力 接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものを

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
いいます。 (27) 接続対象計画電力量 接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 (28) 需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。 (29) 需要抑制量調整受電電力量 受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。 (30) 需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 (31) 需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 (32) ベースライン 需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 (33) 損失率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。 (34) 契約電力 契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。 (35) 契約電流 契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。 (36) 契約容量 契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。 (37) 契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。	いいます。 (27) 接続対象計画電力量 接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 (28) 需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。 (29) 需要抑制量調整受電電力量 受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。 (30) 需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 (31) 需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 (32) ベースライン 需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 (33) 損失率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。 (34) 契約電力 契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。 (35) 契約電流 契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。 (36) 契約容量 契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。 (37) 契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。 (38) 同時最大受電電力 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	ごとにあらかじめ定めた値をいいます。
	(39) 最大連系電力等 低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で受電する場合は，３０分ごとの連系電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。
(~~38~~) 最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，３０分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。	(40) 最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，３０分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。
(~~39~~) 発電バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。	(41) 発電バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。
(4~~0~~) 需要バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。	(42) 需要バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。
(4~~1~~) 需要抑制バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。	(43) 需要抑制バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。
(4~~2~~) 電灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。	(44) 電灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。
(4~~3~~) 小型機器 主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。	(45) 小型機器 主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。
(4~~4~~) 動力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。	(46) 動力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。
(4~~5~~) 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。	(47) 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。
(4~~6~~) 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して	(48) 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。 (47) 定期検査 電気事業法第５４条および第５５条第１項に定められた検査をいいます。 (48) 定期補修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。 (49) 給電指令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。 (50) 昼間時間 毎日午前８時から午後１０時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，１月４日，５月１日，５月２日，１２月３０日および１２月３１日の該当する時間を除きます。 (51) 夜間時間 昼間時間以外の時間をいいます。 (52) 貿易統計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。 (53) 離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年１月１日から３月３１日までの期間，２月１日から４月３０日までの期間，３月１日から５月３１日までの期間，４月１日から６月３０日までの期間，５月１日から７月３１日までの期間，６月１日から８月３１日までの期間，７月１日から９月３０日までの期間，８月１日から１０月３１日までの期間，９月１日から１１月３０日までの期間，１０月１日から１２月３１日までの期間，１１月１日から翌年の１月３１日までの期間または１２月１日から翌年の２月２８日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月２９日までの期間といたします。）をいいます。	電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。 (49) 定期検査 電気事業法第５４条および第５５条第１項に定められた検査をいいます。 (50) 定期補修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。 (51) 給電指令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。 (52) 昼間時間 毎日午前８時から午後１０時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，１月４日，５月１日，５月２日，１２月３０日および１２月３１日の該当する時間を除きます。 (53) 夜間時間 昼間時間以外の時間をいいます。 (54) 貿易統計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。 (55) 離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年１月１日から３月３１日までの期間，２月１日から４月３０日までの期間，３月１日から５月３１日までの期間，４月１日から６月３０日までの期間，５月１日から７月３１日までの期間，６月１日から８月３１日までの期間，７月１日から９月３０日までの期間，８月１日から１０月３１日までの期間，９月１日から１１月３０日までの期間，１０月１日から１２月３１日までの期間，１１月１日から翌年の１月３１日までの期間または１２月１日から翌年の２月２８日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月２９日までの期間といたします。）をいいます。
６　単位および端数処理 この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1) 契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (2) 契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (3) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続	**６　単位および端数処理** この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1) 契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (2) 契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (3) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が０．５キロワット以下となるときは，契約電力を０．５キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が０．５キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。 (4) 発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の３０分ごとの接続受電電力量および３０分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の３０分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。 (5) 力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (6) 料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。	供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が０．５キロワット以下となるときは，契約電力を０．５キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が０．５キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。 (4) 発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の３０分ごとの接続受電電力量および３０分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の３０分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。 (5) 力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (6) 料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
７　実施細目 この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，~~発電者および~~需要者と別途協議を行なうことがあります。	**７　実施細目** この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
８　契約の要件 (1) 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の	**８　契約の要件** (1) 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
要件を満たしていただきます。	要件を満たしていただきます。
イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。	イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。
ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。	ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。
ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。	ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。
ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。	ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。
ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。	ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。
	チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。
~~チ~~　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。	リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。
(ｲ) 契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。	(ｲ) 契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。
(ﾛ) 契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。	(ﾛ) 契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
(ハ) 需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。	(ハ) 需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。
(2) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	(2) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ 発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。	イ 発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。
ロ 発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。	ロ 発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。
ハ 発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。	ハ 発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
ニ 高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ニ 高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。
	ホ 発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。
	ヘ 発電契約者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）(4)に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。
	ト 発電契約者が，35（料金その他の支払方法）(3)ロの場合を除き，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。
	チ 発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。
	リ 当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。
~~ホ~~ 発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ヌ 発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。 なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	(3) 発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。 ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。 ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ホ　発電者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。 ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。 ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。
(~~3~~) 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。 (ｲ) 需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） ｂ　需要抑制の実施頻度および時期 (ﾛ) (ｲ)によってえられた１００キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。 (ﾊ) 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。 (ﾆ) 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。 (ﾎ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。	(4) 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。 (ｲ) 需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） ｂ　需要抑制の実施頻度および時期 (ﾛ) (ｲ)によってえられた１００キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。 (ﾊ) 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。 (ﾆ) 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。 (ﾎ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が 30（計量）(3)に該当しないこと。 ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が 30（計量）(3)に該当しないこと。 ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
９　検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，~~22~~（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 (1) 受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。 ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を	**９　検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 (1) 受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。 ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (ｲ) 接続供給の場合 a　契約者の名称 b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d　接続受電電力の最大値および最小値 e　接続供給の開始希望日 (ﾛ) 振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　当社が振替供給する電気の供給地点 e　振替供給の開始希望日 (ﾊ) 発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　発電場所における負荷設備および受電設備 g　発電量調整供給の開始希望日 ハ　検討期間および検討料 (ｲ) 当社は，受電側接続検討の申込みをいただいた後，原則として３月以内に，検討結果を契約者にお知らせいたします。 (ﾛ) 当社は，１受電地点１検討につき２２万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき	受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (ｲ) 接続供給の場合 a　契約者の名称 b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d　接続受電電力の最大値および最小値 e　接続供給の開始希望日 (ﾛ) 振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　当社が振替供給する電気の供給地点 e　振替供給の開始希望日 (ﾊ) 発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　発電場所における負荷設備および受電設備 g　発電量調整供給の開始希望日 ハ　検討期間および検討料 (ｲ) 当社は，受電側接続検討の申込みをいただいた後，原則として３月以内に，検討結果を契約者にお知らせいたします。 (ﾛ) 当社は，１受電地点１検討につき２２万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
(2) 供給側接続事前検討の申込み イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。 ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。 (ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点 (ﾛ) 契約電力，契約電流または契約容量 (ﾊ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧 (ﾆ) 負荷設備または主開閉器 (ﾎ) 接続供給の開始希望日および使用期間 ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。 ニ　当社は，供給側接続事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果を契約者にお知らせいたします。 (3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。 ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。 (ｲ) 需要抑制契約者の名称 (ﾛ) 需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。） (ﾊ) 需要抑制量調整供給の開始希望日 ハ　当社は，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果をお知らせいたします。 (4) 契約の申込み 契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給	(2) 供給側接続事前検討の申込み イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。 ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。 (ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点 (ﾛ) 契約電力，契約電流または契約容量 (ﾊ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧 (ﾆ) 負荷設備または主開閉器 (ﾎ) 接続供給の開始希望日および使用期間 ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。 ニ　当社は，供給側接続事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果を契約者にお知らせいたします。 (3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。 ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。 (ｲ) 需要抑制契約者の名称 (ﾛ) 需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。） (ﾊ) 需要抑制量調整供給の開始希望日 ハ　当社は，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果をお知らせいたします。 (4) 契約の申込み 契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によります。），８（契約の要件）(2)~~ヰ~~に定める発電者の承諾書（当社所定の様式によります。）または８（契約の要件）(~~3~~)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。	契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によります。），８（契約の要件）(2)ホに定める要件を満たすことを証明する文書および８（契約の要件）(2)ヌに定める発電者の承諾書（当社所定の様式によります。）または８（契約の要件）(4)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。
なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)~~チ~~に定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。	なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。
また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下,「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第１３条第２項第１０号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます 。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(~~3~~)イに定める要件を満たすことを	また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下,「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第１３条第２項第１０号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます 。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
証明する文書を提出していただきます。	証明する文書を提出していただきます。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
(ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧	(ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧
(ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等	(ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等
(ﾆ) 契約電力，契約電流または契約容量	(ﾆ) 契約電力，契約電流または契約容量
(ﾎ) 契約受電電力	(ﾎ) 契約受電電力
(ﾍ) 希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別	(ﾍ) 希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別
(ﾄ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合は，その契約使用期間	(ﾄ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合は，その契約使用期間
(ﾁ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値	(ﾁ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値
(ﾘ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾘ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾇ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾇ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾙ) 連絡体制	(ﾙ) 連絡体制
なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
(ｲ) 連絡体制	(ｲ) 連絡体制
(ﾛ) 当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容	(ﾛ) 当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容
ハ　発電量調整供給の場合	ハ　発電量調整供給の場合
	(ｲ) 発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号
(ﾆ) 契約受電電力	(ﾛ) 契約受電電力および同時最大受電電力
(ﾎ) 発電量調整受電計画電力	(ﾊ) 発電量調整受電計画電力
(ﾍ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾆ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾄ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾎ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾁ) 連絡体制	(ﾍ) 連絡体制

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ニ　需要抑制量調整供給の場合 (ｲ) 需要抑制契約者の名称 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力 (ﾊ) 需要抑制を行なう場合の３０分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値 (ﾆ) 需要抑制を行なう場合の３０分ごとの販売計画の最小値 (ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。） (ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称 (ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ (ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値 (ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (ﾇ) 需要抑制量調整供給の開始希望日 (ﾙ) 連絡体制 なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。 (5) 当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当	ニ　需要抑制量調整供給の場合 (ｲ) 需要抑制契約者の名称 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力 (ﾊ) 需要抑制を行なう場合の３０分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値 (ﾆ) 需要抑制を行なう場合の３０分ごとの販売計画の最小値 (ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。） (ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称 (ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ (ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値 (ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (ﾇ) 需要抑制量調整供給の開始希望日 (ﾙ) 連絡体制 なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。 (5) 当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
社所定の様式によります。）を作成いたします。 (6) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。 (7) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。	社所定の様式によります。）を作成いたします。 (6) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。 (7) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。
10　契約の成立および契約期間 (1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。 (2) 契約期間は，次によります。 イ　接続供給の場合 (ｲ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。 (ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継	**10　契約の成立および契約期間** (1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。 (2) 契約期間は，次によります。 イ　接続供給の場合 (ｲ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。 (ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
続されるものといたします。 (ハ) 20（臨時接続送電サービス）の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。	続されるものといたします。 (ハ) 20（臨時接続送電サービス）の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。 ロ　発電量調整供給の場合 (イ)　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。 (ロ)　契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 (ハ)　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。
~~ロ~~　振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約~~，発電量調整供給契約~~または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。	ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。
11　託送供給等の開始 (1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。 (2)　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。	**11　託送供給等の開始** (1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。 (2)　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
15　供給および契約の単位	**15　供給および契約の単位**
(1)　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所に~~つき~~，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。	(1)　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。
イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合	イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合
(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス	(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス
(ﾛ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス	(ﾛ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス
(ﾊ)　高圧臨時接続送電サービス	(ﾊ)　高圧臨時接続送電サービス
(ﾆ)　特別高圧臨時接続送電サービス	(ﾆ)　特別高圧臨時接続送電サービス
ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約する場合	ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約する場合
(ｲ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス	(ｲ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス
(ﾛ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス	(ﾛ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス
ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合	ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合
ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合	ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合
ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。	ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。
ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合	ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合
(2)　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものと	(2)　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものと

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
し，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。 なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。	し，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。 なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。
(3) 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。	(3) 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。
(4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。	(4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。<u>また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，１系統連系受電契約を結びます。</u>
なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（<u>極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。</u>以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
また，再生可能エネルギー発電設備（~~再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「~~再生可能エネルギー特別措置法~~」といいます。〕~~第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，~~再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「~~特定契約~~」といいます。〕~~により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。 イ 附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可	また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。 イ 附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ(以下「特例発電バランシンググループ」といいます。)に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。 ロ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。 ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。 (5)　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。 また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。	能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ(以下「特例発電バランシンググループ」といいます。)に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。 ロ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。 ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。 (5)　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。 また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。
16　承諾の限界 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情~~，~~料金~~および~~	**16　承諾の限界** 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情ならびに料

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況~~（既に消滅しているものを含む他の接続供給契約の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合を含みます。）~~その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。
Ⅲ 料 金	**Ⅲ 料 金**
18 料金 料金は，次のとおりといたします。 (1) 契約者に係る料金 イ 契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ 日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および ~~22~~（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)，(ﾎ)または(ﾍ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定~~（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）と~~いたします。 (ｲ) 検針日 (ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日 (ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日 (ﾆ) 28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日 (ﾎ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，	**18 料金** 料金は，次のとおりといたします。 (1) 契約者に係る料金 イ 契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ 日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)，(ﾎ)または(ﾍ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。 (ｲ) 検針日 (ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日 (ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日 (ﾆ) 28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日 (ﾎ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。) (ヘ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日 ~~ハ　近接性評価割引~~ ~~(イ) 適用~~ ~~契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。~~ ~~なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。~~ ~~(ロ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施~~ ~~a　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。~~ ~~b　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。~~ ~~c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，bに準じて割引を行ないます。~~ (2) 発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。	その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。) (ヘ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日 (2) 発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 (3) 発電者に係る料金 イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	料金といたします。 ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。 (ｲ) 検針日 (ﾛ) 28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日 (ﾊ) 発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ﾆ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日 ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。
(3) 需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。	(4) 需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。
19　接続送電サービス (1) 適用範囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。 (2) 接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。 イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が５００キロワット未満となるとき。 (ｲ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。 a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降１２月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。	**19　接続送電サービス** (1) 適用範囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。 (2) 接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。 イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が５００キロワット未満となるとき。 (ｲ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。 a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降１２月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。	b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。
c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降１２月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降１２月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。	c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降１２月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降１２月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。
(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。	(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。
a　接続送電サービス契約電流	a　接続送電サービス契約電流
(a) 接続送電サービス契約電流は，５アンペア，１０アンペア，１５アンペア，２０アンペア，３０アンペア，４０アンペア，５０アンペアまたは６０アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。	(a) 接続送電サービス契約電流は，５アンペア，１０アンペア，１５アンペア，２０アンペア，３０アンペア，４０アンペア，５０アンペアまたは６０アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。
(b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需	(b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。	要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。
b　接続送電サービス契約容量 接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	b　接続送電サービス契約容量 接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ﾊ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	(ﾊ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ﾆ) (ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後１年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。	(ﾆ) (ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後１年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。
(ﾎ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，52（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。	(ﾎ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，52（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。
ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が５００キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。 なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。この場合には，電気の使用計画を文書により申し出ていただきます。	ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が５００キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。 なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。この場合には，電気の使用計画を文書により申し出ていただきます。
ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が５００キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。	ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が５００キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。
ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電	ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，52（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。	力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，52（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
(3) 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。	(3) 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。
イ　低圧で供給する場合	イ　低圧で供給する場合
(ｲ) 電灯定額接続送電サービス	(ｲ) 電灯定額接続送電サービス
a　適用範囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が４００ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。	a　適用範囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が４００ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。
c　契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。	c　契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。
d　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格	d　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 電灯料金 ｉ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。	が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 電灯料金 ｉ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。
10ﾜｯﾄまでの１灯につき　~~３７円３９銭~~	10ﾜｯﾄまでの１灯につき　３５円０４銭
10ﾜｯﾄをこえ 20ﾜｯﾄまでの１灯につき　~~７４円７７銭~~	10ﾜｯﾄをこえ 20ﾜｯﾄまでの１灯につき　７０円０７銭
20ﾜｯﾄをこえ 40ﾜｯﾄまでの１灯につき　~~１４９円５３銭~~	20ﾜｯﾄをこえ 40ﾜｯﾄまでの１灯につき　１４０円１４銭
40ﾜｯﾄをこえ 60ﾜｯﾄまでの１灯につき　~~２２４円３０銭~~	40ﾜｯﾄをこえ 60ﾜｯﾄまでの１灯につき　２１０円２０銭
60ﾜｯﾄをこえ 100ﾜｯﾄまでの１灯につき　~~３７３円８４銭~~	60ﾜｯﾄをこえ 100ﾜｯﾄまでの１灯につき　３５０円３４銭
100ﾜｯﾄをこえる１灯につき 100ﾜｯﾄまでごとに　~~３７３円８４銭~~	100ﾜｯﾄをこえる１灯につき 100ﾜｯﾄまでごとに　３５０円３４銭
ii　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。	ii　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。
iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。	iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。
(b) 小型機器料金 小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。 なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。	(b) 小型機器料金 小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。 なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。
50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの１機器につき　~~１１１円６６銭~~	50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの１機器につき　１０４円６４銭
50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの１機器につき　~~２２３円３２銭~~	50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの１機器につき　２０９円２９銭
100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえる１機器につき 100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに　~~２２３円３２銭~~	100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえる１機器につき 100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに　２０９円２９銭
e　その他	e　その他

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。	特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。
(ﾛ) 電灯標準接続送電サービス	(ﾛ) 電灯標準接続送電サービス
a 適用範囲	a 適用範囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
(a) (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として５０キロボルトアンペア未満であること。	(a) (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として５０キロボルトアンペア未満であること。
(b) １需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として５０キロワット未満であること。	(b) １需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として５０キロワット未満であること。
(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。	(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。
ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が５０キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が５０キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b 供給電気方式および供給電圧	b 供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。
c 接続送電サービス料金	c 接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計と	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計と

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
いたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	いたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 ⅰ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	(a) 基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 ⅰ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき ｜ ２４２円００銭	接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき ｜ ２４２円００銭
ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。 ⅱ (2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合	ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。 ⅱ (2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約容量１ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき ｜ １９２円５０銭	接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約容量１ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき ｜ １９２円５０銭
ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，１０アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは１５アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。	ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，１０アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは１５アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流５ｱﾝﾍﾟｱ ｜ ９６円２５銭 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流 15 ｱﾝﾍﾟｱ ｜ ２８８円７５銭	接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流５ｱﾝﾍﾟｱ ｜ ９６円２５銭 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流 15 ｱﾝﾍﾟｱ ｜ ２８８円７５銭
(b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いた	(b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いた

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
します。	します。
1キロワット時につき　~~7~~円~~39~~銭	1キロワット時につき　6円83銭
(ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス	(ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
(ロ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	(ロ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基本料金	(a) 基本料金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１キロワットにつき　２４２円００銭	接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１キロワットにつき　２４２円００銭
ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ii　(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合	ii　(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約容量１ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき　１９２円５０銭	接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約容量１ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき　１９２円５０銭
ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，１０アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは１５アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。	ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，１０アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは１５アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流 5 ｱﾝﾍﾟｱ　９６円２５銭 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流 15 ｱﾝﾍﾟｱ　２８８円７５銭	接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流 5 ｱﾝﾍﾟｱ　９６円２５銭 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流 15 ｱﾝﾍﾟｱ　２８８円７５銭
(b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼間時間	(b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼間時間
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　７円~~８２~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　７円１６銭
ⅱ　夜間時間	ⅱ　夜間時間
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　~~７~~円~~０６~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　６円４５銭
(ﾆ) 電灯従量接続送電サービス a　適用範囲 (ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下	(ﾆ) 電灯従量接続送電サービス a　適用範囲 (ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき ~~１１~~円~~３６~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき １０円８０銭
(ﾎ) 動力標準接続送電サービス	(ﾎ) 動力標準接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
(a)　接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット未満であること。	(a)　接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット未満であること。
(b)　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として５０キロワット未満であること。	(b)　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として５０キロワット未満であること。
ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が５０キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が５０キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計と	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計と

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
いたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	いたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 ｉ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	(a) 基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 ｉ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　５３９円００銭	接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　５３９円００銭
ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。 ⅱ　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。 ⅱ　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　３９６円００銭	接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　３９６円００銭
ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
(b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　~~５~~円~~５７~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　４円６９銭
(c) その他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	(c) その他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
d　その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使	d　その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
用することはできません。 (ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス a　適用範囲 (ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　５３９円００銭 ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。 ⅱ　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　３９６円００銭 ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワッ	用することはできません。 (ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス a　適用範囲 (ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　５３９円００銭 ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。 ⅱ　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　３９６円００銭 ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワッ

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
トの場合の基本料金の半額といたします。 (b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ⅰ　昼間時間 1 ｷﾛﾜｯﾄ時につき　~~5~~円~~８６~~銭 ⅱ　夜間時間 1 ｷﾛﾜｯﾄ時につき　~~5~~円~~３０~~銭 (c) その他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。 d　その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 (ﾄ) 動力従量接続送電サービス a　適用範囲 (ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離	トの場合の基本料金の半額といたします。 (b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ⅰ　昼間時間 1 ｷﾛﾜｯﾄ時につき　４円９０銭 ⅱ　夜間時間 1 ｷﾛﾜｯﾄ時につき　４円４３銭 (c) その他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。 d　その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 (ﾄ) 動力従量接続送電サービス a　適用範囲 (ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 1 ｷﾛﾜｯﾄ時につき　~~１４~~円~~４０~~銭 d　その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 ロ　高圧で供給する場合 (ｲ) 高圧標準接続送電サービス a　適用範囲 接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット以上であり，かつ，２，０００キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が５０キロワット未満である場合についても適用することがあります。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０００ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額とい	島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 1 ｷﾛﾜｯﾄ時につき　１３円５２銭 d　その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 ロ　高圧で供給する場合 (ｲ) 高圧標準接続送電サービス a　適用範囲 接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット以上であり，かつ，２，０００キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が５０キロワット未満である場合についても適用することがあります。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０００ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額とい

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
たします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	たします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　７４８円００銭	接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　７４８円００銭
(b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　~~２~~円~~４０~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　１円７６銭
(ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス a　適用範囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０００ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたし	(ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス a　適用範囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０００ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたし

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ます。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	ます。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　７４８円００銭	接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　７４８円００銭
(b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ⅰ　昼間時間	(b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ⅰ　昼間時間
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　~~２~~円~~５５~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　１円８８銭
ⅱ　夜間時間	ⅱ　夜間時間
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　~~２~~円~~２２~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　１円６６銭
(ハ) 高圧従量接続送電サービス a　適用範囲 (イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０００ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いた	(ハ) 高圧従量接続送電サービス a　適用範囲 (イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０００ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いた

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	ものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　１４円~~６６~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　１４円０３銭
ハ　特別高圧で供給する場合	ハ　特別高圧で供給する場合
(ｲ) 特別高圧標準接続送電サービス	(ｲ) 特別高圧標準接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
接続送電サービス契約電力が原則として２，０００キロワット以上である場合に適用いたします。	接続送電サービス契約電力が原則として２，０００キロワット以上である場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
｜接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満｜標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ｜ ｜接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満｜標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ｜ ｜接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上｜標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ｜	｜接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満｜標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ｜ ｜接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満｜標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ｜ ｜接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上｜標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ｜
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基本料金	(a) 基本料金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　５７２円００銭	接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　５７２円００銭
(b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	(b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　~~１円２０~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　８５銭
(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス a　適用範囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス a　適用範囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満　標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満　標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上　標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ	接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満　標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満　標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上　標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたしま	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたしま

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
す。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	す。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　５７２円００銭	接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　５７２円００銭
(b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼間時間	(b) 電力量料金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼間時間
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　~~１円３５~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　８７銭
ⅱ　夜間時間	ⅱ　夜間時間
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　~~１円２１~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　８０銭
(ﾊ) 特別高圧従量接続送電サービス	(ﾊ) 特別高圧従量接続送電サービス

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
a　適用範囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	a　適用範囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満 ／ 標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満 ／ 標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 ／ 標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ	接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満 ／ 標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満 ／ 標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ 接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 ／ 標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき ／ １０円~~６６~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき ／ １０円２２銭
ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。 (ｲ) 力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後１０時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は１００パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表６（平均力率の算定）によって算定された値といたします。 なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，８５パーセントとみなします。 (ﾛ) 力率が，８５パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセン	ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。 (ｲ) 力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後１０時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は１００パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表６（平均力率の算定）によって算定された値といたします。 なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，８５パーセントとみなします。 (ﾛ) 力率が，８５パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセン

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
トにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，８５パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。	トにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，８５パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。
ホ　その他	ホ　その他
(ｲ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。	(ｲ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
(ﾛ) 電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。	(ﾛ) 電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。
(ﾊ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。	(ﾊ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。
(ﾆ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。	(ﾆ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。
(ﾎ) 当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。	(ﾎ) 当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
(4) １年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い 高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時	(4) １年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い 高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。 イ　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。 ピークシフト割引額 ＝ 次に定める割引単価 × ロのピークシフト電力 ピｰｸｼﾌﾄ電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき：高圧で供給する場合 ６３５円８０銭／特別高圧で供給する場合 ４８６円２０銭 ロ　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続サービス料金に加算したものをその月の接続サービス料金として算定いたします。	間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。 イ　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。 ピークシフト割引額 ＝ 次に定める割引単価 × ロのピークシフト電力 ピｰｸｼﾌﾄ電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき：高圧で供給する場合 ６３５円８０銭／特別高圧で供給する場合 ４８６円２０銭 ロ　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続サービス料金に加算したものをその月の接続サービス料金として算定いたします。
20　臨時接続送電サービス (1) 適用範囲 契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。	**20　臨時接続送電サービス** (1) 適用範囲 契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。	ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。
(2) 臨時接続送電サービス契約電力等	(2) 臨時接続送電サービス契約電力等
電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。	電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。
イ　低圧で供給する場合	イ　低圧で供給する場合
(ｲ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合	(ｲ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合
次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。	次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。
ａ　臨時接続送電サービス契約電流	ａ　臨時接続送電サービス契約電流
(a) 臨時接続送電サービス契約電流は，４０アンペア，５０アンペアまたは６０アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。	(a) 臨時接続送電サービス契約電流は，４０アンペア，５０アンペアまたは６０アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。
(b) 当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。	(b) 当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。
ｂ　臨時接続送電サービス契約容量	ｂ　臨時接続送電サービス契約容量
(a) 臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。	(a) 臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の６ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	９５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 14 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	８５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 30 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	７５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
50 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえる部分につき	６５ﾊﾟｰｾﾝﾄ

最初の６ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	９５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 14 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	８５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 30 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	７５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
50 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえる部分につき	６５ﾊﾟｰｾﾝﾄ

(b) 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算	(b) 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ﾛ) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合 次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。	(ﾛ) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合 次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。
a 臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。	a 臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。
(a) 契約負荷設備のうち	(a) 契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	１００ﾊﾟｰｾﾝﾄ
	次の２台の入力につき	９５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
	上記以外のものの入力につき	９０ﾊﾟｰｾﾝﾄ

(b) (a)によってえた値の合計のうち

最初の６ｷﾛﾜｯﾄにつき	１００ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 14 ｷﾛﾜｯﾄにつき	９０ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 30 ｷﾛﾜｯﾄにつき	８０ﾊﾟｰｾﾝﾄ
50 ｷﾛﾜｯﾄをこえる部分につき	７０ﾊﾟｰｾﾝﾄ

b 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。 (3) 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。 イ　低圧で供給する場合 (ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス a　適用範囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧　　２００ボルトまたは交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。 (3) 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。 イ　低圧で供給する場合 (ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス a　適用範囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧　　２００ボルトまたは交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
総容量が 50 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合　３円~~３１~~銭	総容量が 50 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合　３円１０銭
総容量が 50 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合　６円~~６３~~銭	総容量が 50 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合　６円２２銭

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)

総容量が 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 500 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	６円~~６３~~銭
総容量が 500 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 1 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	~~６６~~円~~２８~~銭
総容量が 1 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 3 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合 1 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	~~６６~~円~~２８~~銭

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として５０キロボルトアンペア未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧２００ボルトまたは交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (a) ⅱにおいて適用される該当基本料金率の１０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

総容量が 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 500 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	６円２２銭
総容量が 500 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 1 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	６２円１２銭
総容量が 1 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 3 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合 1 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	６２円１２銭

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として５０キロボルトアンペア未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧２００ボルトまたは交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (a) ⅱにおいて適用される該当基本料金率の１０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　~~８~~円~~１３~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　７円５１銭
(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス	(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。	契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金	c　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄ１日につき　~~０９~~円~~０９~~銭	臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄ１日につき　９２円１４銭
d　その他	d　その他
当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。	当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。
(ﾆ) 動力臨時接続送電サービス	(ﾆ) 動力臨時接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送	契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，５０キロワット未満であるときに適用いたします。	電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，５０キロワット未満であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金	c　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基本料金	(a) 基本料金
基本料金は，１月につき 19 (接続送電サービス) (3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき 19 (接続送電サービス) (3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
(b) 電力量料金	(b) 電力量料金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　~~6~~円~~６８~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　５円６２銭
ロ　高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合
臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。	臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。
(ｲ) 適用範囲	(ｲ) 適用範囲
臨時接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット以上であり，かつ，２，０００キロワット未満である場合に適用いたします。	臨時接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット以上であり，かつ，２，０００キロワット未満である場合に適用いたします。
(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧	(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
００ボルトといたします。 (ﾊ) 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 a　基本料金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 b　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	００ボルトといたします。 (ﾊ) 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 a　基本料金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 b　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　２円~~８８~~銭	１ｷﾛﾜｯﾄ時につき　２円１１銭
ハ　特別高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。 (ｲ) 適用範囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として２，０００キロワット以上である場合に適用いたします。 (ﾛ) 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	ハ　特別高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。 (ｲ) 適用範囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として２，０００キロワット以上である場合に適用いたします。 (ﾛ) 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満　標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ 臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満　標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ	臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満　標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ 臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満　標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)

臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ

(ハ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１円~~５４~~銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ　その他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(4) その他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続

臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ

(ハ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１円０１銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ　その他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(4) その他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。	送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。
~~**21　振替送電サービス**~~ ~~(1) 適用範囲~~ ~~振替供給により，供給地点において当社が契約者に供給する電気に適用いたします。~~ ~~(2) 振替送電サービス契約電力~~ ~~振替送電サービス契約電力は，１年間を通じての振替供給電力の最大値等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。~~ ~~なお，当社は，協議にあたり，会社間連系点等の託送可能量が不足する場合等には，振替送電サービス契約電力を制限していただくことがあります。~~	**（削除）**
~~**22**~~　**予備送電サービス** (1) 適用範囲 高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。 イ　予備送電サービスＡ 常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合 ロ　予備送電サービスＢ 常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合 (2) 予備送電サービス契約電力 予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として５０キロワットを下回らないものといたします。 (3) 予備送電サービス料金 予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。	**21**　**予備送電サービス** (1) 適用範囲 高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。 イ　予備送電サービスＡ 常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合 ロ　予備送電サービスＢ 常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合 (2) 予備送電サービス契約電力 予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として５０キロワットを下回らないものといたします。 (3) 予備送電サービス料金 予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
なお，供給地点における予備送電サービスによって使用された電気の電力量は，接続送電サービスによって使用された電気の電力量とみなします。 また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用された電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。 イ　予備送電サービスＡ 予備送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき：高圧で供給する場合　９７円９０銭／特別高圧で供給する場合　９３円５０銭 ロ　予備送電サービスＢ 予備送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき：高圧で供給する場合　１５１円８０銭／特別高圧で供給する場合　１２４円３０銭 (4) 力率割引および割増し 力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用された電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用された電気の電力量とみなします。 (5) その他 イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。	なお，供給地点における予備送電サービスによって使用された電気の電力量は，接続送電サービスによって使用された電気の電力量とみなします。 また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用された電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。 イ　予備送電サービスＡ 予備送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき：高圧で供給する場合　９７円９０銭／特別高圧で供給する場合　９３円５０銭 ロ　予備送電サービスＢ 予備送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき：高圧で供給する場合　１５１円８０銭／特別高圧で供給する場合　１２４円３０銭 (4) 力率割引および割増し 力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用された電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用された電気の電力量とみなします。 (5) その他 イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。
（新規）	**22　系統連系受電サービス** (1) 適用範囲 小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。 (2) 系統連系受電課金対象電力 各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 (ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。 (ﾛ)　(ｲ)以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 (ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。 (ﾛ)　(ｲ)以外の場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 (ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (ﾛ)　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流１０アンペア ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，０．５キロワットとみなし，１５アンペアの場合は，１．５キロワットとみなします。 (ﾊ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア (ﾆ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ﾎ)　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	力１キロワット (3) 系統連系受電サービス料金 系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。 イ　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。 系統連系受電課金対象電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　９３円４７銭 ロ　電力量料金 電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。 １ｷﾛﾜｯﾄ時につき　２８銭 ハ　系統設備効率化割引 系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。 (ｲ) 適用 ａ　系統設備効率化割引Ａ 受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ａ－１，Ａ－２またはＡ－３に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。 なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。 ｂ　系統設備効率化割引Ｂ 低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。 なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたしま

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)

す。

(ﾛ)　系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。

ａ　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

(a)　受電電圧が標準電圧１４０，０００ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	２７円７３銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	４円９２銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	２円４５銭

(b)　(a)以外の場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	２７円７３銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	９円８２銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	４円９２銭

ｂ　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１ｷﾛﾜｯ	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－１の場合	６０円９５銭

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	<table><tr><td>トにつき</td><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－２の場合</td><td>２１円５４銭</td></tr></table> (ハ)　系統設備効率化割引額 系統設備効率化割引額は，(2)の系統連系受電課金対象電力に(ロ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。 ニ　その他 系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
28　検針日 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。 なお，高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。~~ただし~~，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，~~契約者または発電契約者と当社との協議によって，~~受電地点における検針日と供給地点における検針日~~を~~同一の日と~~することがあります。~~ (2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。 (3) 当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。 (4) 当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。 なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。	**28　検針日** 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。 なお，高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。 (2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。 (3) 当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。 (4) 当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。 なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合 ロ　その他特別の事情がある場合 (5)　(3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。 (6)　(4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。 (7)　(4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。	イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合 ロ　その他特別の事情がある場合 (5)　(3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。 (6)　(4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。 (7)　(4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。
29　料金の算定期間 (1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　当社があらかじめ契約者に~~電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「~~計量日~~」と~~いいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。 ハ　定額接続送電サービスの料金または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。	**29　料金の算定期間** (1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。 ハ　定額接続送電サービスの料金または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。 (2) 系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。
(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。	(3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。
30　計量 (1) 当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，３０分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，３０分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として 38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその３０分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，３０分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 　なお，３０分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定	**30　計量** (1) 当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，３０分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，３０分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として 38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその３０分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，３０分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 　なお，３０分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
(2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。	(2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。 なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。
(3) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。	(3) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。
31 電力および電力量の算定	**31 電力および電力量の算定**
(1) 発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，３０分ごとに算定いたします。	(1) 発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，３０分ごとに算定いたします。
(2) 発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ 発電量調整供給に係る発電設備等が，調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，３０分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，３０分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。	(2) 発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ 発電量調整供給に係る発電設備等が，調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，３０分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，３０分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 ハ 系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，３０分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，３０分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合は，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。
(3) 発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。	(3) 発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。
(4) 発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。 イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	(4) 発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。 イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし， 別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし， 別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
(5) 接続受電電力 接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。	(5) 接続受電電力 接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。
(6) 接続受電電力量 接続受電電力量は，３０分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。	(6) 接続受電電力量 接続受電電力量は，３０分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。
(7) 接続供給電力 接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，３０分ごとに算定いたします。	(7) 接続供給電力 接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，３０分ごとに算定いたします。
(8) 接続供給電力量 接続供給電力量は，供給地点ごとに，３０分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。 また，料金の算定期間の接続供給電力量は，３０分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。 なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，３０分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。	(8) 接続供給電力量 接続供給電力量は，供給地点ごとに，３０分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。 また，料金の算定期間の接続供給電力量は，３０分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。 なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，３０分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。
(9) 接続対象電力 接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。	(9) 接続対象電力 接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。
(10) 接続対象電力量	(10) 接続対象電力量

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
接続対象電力量は，３０分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。 (ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値 ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。 $\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$ (b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量 (c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$	接続対象電力量は，３０分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。 (ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値 ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。 $\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$ (b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量 (c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合　－　需要抑制量調整受電計画電力量計値 (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 (d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量　×　$\frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ (ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (11)　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。 (12)　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，３０分ごとの接続対象電力量の計画値（供給	b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合　－　需要抑制量調整受電計画電力量計値 (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 (d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量　×　$\frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ (ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (11)　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。 (12)　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，３０分ごとの接続対象電力量の計画値（供給

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が３０分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。	地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が３０分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。
(13) 需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。	(13) 需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。
(14) 需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する３０分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。	(14) 需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する３０分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。
イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値	イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値
(ｲ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ０	(ｲ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ０
(ﾛ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン － { 接続供給電力量 × 1 / (1－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）) }	(ﾛ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン － { 接続供給電力量 × 1 / (1－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）) }
(ﾊ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失	(ﾊ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。） 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン － { 接続供給電力量 × 1 / (１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）) } ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。 (15) 需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。 (16) 需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。 (17) ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複	率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。） 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン － { 接続供給電力量 × 1 / (１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）) } ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。 (15) 需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。 (16) 需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。 (17) ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
数の需要場所に対して１ベースラインといたします。 (18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その３０分ごとの発電量調整受電計画電力量をその３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。 (ｲ) (2)ロにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (ﾛ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合	数の需要場所に対して１ベースラインといたします。 (18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その３０分ごとの発電量調整受電計画電力量をその３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。 (ﾛ) (2)ロにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (ﾛ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
b　40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。	b　40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。
c　40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。	c　40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。
d　40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。	d　40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。
(ハ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次により算定された値といたします。	(ハ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次により算定された値といたします。
a　40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	a　40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量〔40〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量〔40〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
b　ファーム電源に対して，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（40〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	b　ファーム電源に対して，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（40〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
d　40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給	d　40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
e 40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	e 40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差	(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量	(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その３０分ごとの発電量調整受電計画電力量をその３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量 (20) 接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，３０分ごとの接続対象電力量がそ	発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その３０分ごとの発電量調整受電計画電力量をその３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量 (20) 接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，３０分ごとの接続対象電力量がそ

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
の３０分における接続対象計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された３０分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量	の３０分における接続対象計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された３０分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量
(21) 接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，３０分ごとの接続対象電力量がその３０分における接続対象計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された３０分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量	(21) 接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，３０分ごとの接続対象電力量がその３０分における接続対象計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された３０分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量
(22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその３０分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量	(22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその３０分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，３０分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 $= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$	ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，３０分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 $= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$
(23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，３０分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその３０分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量	(23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，３０分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその３０分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量
(24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。	(24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。
(25) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	(25) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。
(26) 28（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	(26) 28（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。
(27) 15（供給および契約の単位）(1)において，１需要場所または１発電場	(27) 15（供給および契約の単位）(1)において，１需要場所または１発電場

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における３０分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ３０分ごとに合計することがあります。 (28) その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 (29) 計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，３０分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，３０分ごとの電力量は，原則として，別表９（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。	所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における３０分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ３０分ごとに合計することがあります。 (28) その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 (29) 計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，３０分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，３０分ごとの電力量は，原則として，別表９（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。
33　料金の算定 (1) 送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。 イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合 ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合 ハ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合 ニ　29（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日	**33　料金の算定** (1) 送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。 イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合 ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合 ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合 ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合 ホ　29（料金の算定期間）(1)イの場合で供給側検針期間の日数がその供給側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
を上回り，または下回るとき。	に対し，５日を上回り，または下回るとき。
~~ホ~~　29（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。	へ　29（料金の算定期間）(1)ロの場合で供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
	ト　29（料金の算定期間）(2)イの場合で受電側検針期間の日数がその受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
	チ　29（料金の算定期間）(2)ロの場合で受電側計量期間の日数がその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
(2) 当社は，(1)ロ，ハ，ニ~~または~~ホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金~~および~~ピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。	(2) 当社は，(1)ロ，ハ，ニ，ホ，ヘ，トまたはチの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。
イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合	イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合
$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$	$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$
ただし，(1)~~ニ~~または~~ホ~~に該当する場合は，	ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，
$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{歴日数}}$$	$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{歴日数}}$$
といたします。	といたします。
ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合	ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合
$$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$	$$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ただし，(1)~~ニ~~または~~ホ~~に該当する場合は， $$1月の該当割引額 \times \frac{日割計算対象日数}{暦日数}$$ といたします。	ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は， $$1月の該当割引額 \times \frac{日割計算対象日数}{暦日数}$$ といたします。
(3) (1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)~~ハ~~の場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。	(3) (1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。
	(4) (1)ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。
(~~4~~) 契約者が供給地点を新たに設定し，~~または~~供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。	(5) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。
イ　供給地点を新たに設定した場合 供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。	イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。
ロ　供給地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。	ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。
(~~5~~) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(~~4~~)に準ずるものといたします。この場合，(~~4~~)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。	(6) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。
(~~6~~) 29（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検	(7) 29（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，供給側計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよ

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
針期間の日数は，(~~4~~)に準ずるものといたします。この場合，(~~4~~)にいう検針日は，計量日といたします。	びロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。
	(8) 29（料金の算定期間）(2)ロの場合は，(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，受電側計量期間の日数といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。
(~~7~~) 契約者が供給地点を新たに設定し，~~または~~供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。	(9) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。
イ 供給地点を新たに設定した場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	イ 供給地点または受電地点を新たに設定した場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。
ロ 供給地点を消滅させる場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	ロ 供給地点または受電地点を消滅させる場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。
(~~8~~) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。	(10) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。
イ 力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。	イ 力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。
ロ 負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。	ロ 負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。
(~~9~~) 供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。	(11) 供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。
34 支払義務の発生および支払期日	**34 支払義務の発生および支払期日**
(1) 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生いたします。	(1) 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。
	(2) 系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。
(~~2~~) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応	(3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合，または 31（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。	余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合，または 31（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。
~~(3)~~ (1)の日程等別料金または~~(2)~~の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。 イ　56（解約等）(1)により解約となった場合 ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合 ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合 ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合 ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合 ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合	(4) (1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。 イ　56（解約等）(1)により解約となった場合 ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合 ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合 ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合 ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合 ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合
~~(4)~~ 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が~~(3)~~イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。 イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が~~(3)~~イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，~~当社へ~~の支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が~~(3)~~イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が~~(3)~~イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払	(5) 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当すること

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 なお，(~~3~~)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。 (~~5~~) 当社は，(~~3~~)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	となった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 なお，(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。 (6) 当社は，(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
35　料金その他の支払方法 (1) 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約	**35　料金その他の支払方法** (1) 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
者から支払っていただきます。 ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (2) 発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。 ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	者から支払っていただきます。 ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (2) 発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。 ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (3) 発電者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。 なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。 ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。 (ｲ) 発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合 (ﾛ) 発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。 (ﾊ) その他当社が必要と認めた場合 ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。 (ｲ)　イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。 (ﾛ)　ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	者がその金融機関に払い込まれたとき。 ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。 ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。
(~~3~~) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。 ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	(4) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。 ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
(~~4~~) 当社の料金の支払方法は，次によります。	(5) 当社の料金の支払方法は，次によります。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。 　なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。 ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。 ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。 　なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 　また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。	イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。 　なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。 ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。 ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。 　なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 　また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。
36　保証金 (1) 契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。 (ｲ) 料金の支払いの延滞があった場合 (ﾛ) ３０分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，41（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。 (ﾊ) 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合 ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。 ハ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。 ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。 ホ　当社は，保証金について利息を付しません。 ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅	**36　保証金** (1) 契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。 (ｲ) 料金の支払いの延滞があった場合 (ﾛ) ３０分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，41（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。 (ﾊ) 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合 ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。 ハ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。 ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。 ホ　当社は，保証金について利息を付しません。 ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
(2) 発電契約者の場合は，次によります。	(2) 発電契約者の場合は，次によります。
イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。	イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。	ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。
ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。	ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。
ニ　当社は，保証金について利息を付しません。	ニ　当社は，保証金について利息を付しません。
ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
	(3) 発電者の場合は，次によります。
	イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
	ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。
	ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。
	ニ　当社は，保証金について利息を付しません。
	ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
(~~3~~) 需要抑制契約者の場合は，次によります。	(4) 需要抑制契約者の場合は，次によります。
イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。	イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。	ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。
ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。	ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。
ニ　当社は，保証金について利息を付しません。	ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
V　供　　給	**V　供　　給**
40　給電指令の実施等 (1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 (2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合 ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合 ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合 ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。 ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。 ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。	**40　給電指令の実施等** (1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 (2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合 ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合 ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合 ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。 ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。 ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合 (3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。 (4) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。 (5) 当社は，発電量調整供給において，39（受電および供給の中止）または（2)イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。 (6) 当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。 ~~(7) 当社は，接続供給において，39（受電および供給の中止）または（2)または(3)によって，契約者への供給を中止し，または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしませ~~	ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合 (3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。 (4) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。 (5) 当社は，発電量調整供給において，39（受電および供給の中止）または（2)イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。 (6) 当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
~~ん。~~ ~~イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が５００キロワット未満となるとき。~~ ~~(ｲ) 割引の対象~~ ~~電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。~~ ~~(ﾛ) 割引率~~ ~~１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。~~ ~~(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算~~ ~~延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。~~ ~~ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が５００キロワット以上となるとき，または特別高圧で供給する場合~~ ~~(ｲ) 割引の対象~~ ~~当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。~~ ~~(ﾛ) 割引率~~ ~~１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに０．２パーセントといたします。~~ ~~(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算~~ ~~延べ時間数は，１回１０分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，３０分以上は切り上げ，３０分未満は切り捨てます。~~ ~~なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。~~ ~~(算式)~~ ~~a　接続供給電力を制限した場合~~ ~~H’＝Ｈ×（Ｄ－ｄ）／Ｄ~~ ~~H’＝修正時間（１０分未満となる場合も延べ時間に算入~~	

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
~~いたします。）~~ ~~H ＝ 制限時間~~ ~~D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続~~ ~~送電サービス契約電力~~ ~~d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値~~ ~~b 接続供給電力量を制限した場合~~ ~~H’ ＝ H ×（A － B）／ A~~ ~~H’＝ 修正時間~~ ~~H ＝ 制限時間~~ ~~A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。）~~ ~~B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量~~ ~~c 接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。~~	(7) 当社は，(2)イ，ロ，ホ，ヘ，トまたは(3)によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，(2)ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または(2)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。 イ 低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が５００キロワット未満となるとき。 (ｲ) 割引の対象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ) 割引率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 (ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が５００キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合 (ｲ) 割引の対象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ) 割引率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに０．２パーセントといたします。 (ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回１０分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，３０分以上は切り上げ，３０分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算式） a　発電量調整受電電力を制限した場合 H’＝ H ×（D － d）／ D H’＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 D ＝ 当該受電地点の同時最大受電電力 d ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値 b　発電量調整受電電力量を制限した場合 H’＝ H ×（A － B）／ A H’＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 A ＝ 制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量 B ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量 c　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。
(8) (7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が~~契約者~~に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。 ~~なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までに~~	(8) (7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
~~お知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。~~	
(~~9~~) 予備送電サービス~~に対する利用の~~制限または中止~~についても(7)および(8)に準じて割引を行ない~~料金~~を算定いたします。~~	(9) 当社は，(2)または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。 (10) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。
(~~10~~) 当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	(11) 当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
41　適正契約の保持等 (1) 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (3) 当社は，31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または31(電力および電力量の算定)(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需	**41　適正契約の保持等** (1) 当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (3) 当社は，31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または31(電力および電力量の算定)(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。	要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。
42　契約超過金 (1)　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の１．５倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。 　なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。	**42　契約超過金** (1)　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の１．５倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。 　なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。 (2)　発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の１．５倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。 　なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。 イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 (ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 　その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。 (ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 　その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 (ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 　発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	(ﾛ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ハ イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 (ｲ) 臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (ﾛ) 接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流１０アンペア ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，０．５キロワットとみなし，１５アンペアの場合は，１．５キロワットとみなします。 (ﾊ) 接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア (ﾆ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ﾎ) 附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット (3) 契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。 イ 契約者の場合
~~(2) 契約超過金は，~~契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，その日程等別料金と合わせて支払っていただきます。	契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，その日程等別料金と合わせて支払っていただきます。 ロ 発電者の場合 同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
44　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (1) 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内もしくは需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工，改修または検査 (2) 80（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 (3) 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認 (4) 計量器の検針または計量値の確認 (5) 46（託送供給等の停止），54（契約の廃止）または 56（解約等）により必要な処置 (6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約~~および~~発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務	**44　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施** 当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (1) 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内もしくは需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工，改修または検査 (2) 80（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 (3) 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認 (4) 計量器の検針または計量値の確認 (5) 46（託送供給等の停止），54（契約の廃止）または 56（解約等）により必要な処置 (6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務
46　託送供給等の停止 (1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合 ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合 ハ　63（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合 (2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合 ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，~~または~~電	**46　託送供給等の停止** (1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合 ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合 ハ　63（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合 (2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合 ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
気を使用された場合	用または発電もしくは放電された場合
ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合	ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合
ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。	ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。
ホ　44（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合	ホ　44（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合
ヘ　45（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合	ヘ　45（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合
(3)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~発電契約者にその改善を求めた場合で，41（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(3)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，41（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合	イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合
ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合	ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合
ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合	ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合
ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合	ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合
ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）	ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）
(4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
(5)　(1)から(4)によって託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。	(5)　(1)から(4)によって託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
48　託送供給の停止期間中の料金 46（託送供給等の停止）によって託送供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を 33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。	**48　託送供給等の停止期間中の料金** 46（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を 33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。
49　違約金 (1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。 イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　46（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合 (2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3)　不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。	**49　違約金** (1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。 イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　46（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合 (2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3)　不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。
50　損害賠償の免責 (1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (2)　39（受電および供給の中止）によって契約者からの受電または契約者への供給を中止した場合，40（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電を調整し，もしくは中止した場合，または 40（給電指令の実施等）によって需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (3)　46（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 56（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (4)　46（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または 56（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が 56（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当	**50　損害賠償の免責** (1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (2)　39（受電および供給の中止）によって契約者からの受電または契約者への供給を中止した場合，40（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電を調整し，もしくは中止した場合，または 40（給電指令の実施等）によって需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (3)　46（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 56（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (4)　46（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または 56（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が 56（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (5) その他当社の責めとならない理由により事故が生じた場合は，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。	社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (5) その他当社の責めとならない理由により事故が生じた場合は，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。
Ⅵ　契約の変更および終了	**Ⅵ　契約の変更および終了**
52　契約の変更 (1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。 (2) 契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。 イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。 ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。 (ｲ) 当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。 (ﾛ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといた	**52　契約の変更** (1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。 (2) 契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。 ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。 イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。 ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。 (ｲ) 当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。 (ﾛ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
します。	時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。
(3) 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。 イ 需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。 また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。 ロ 需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。 ハ イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。 (4) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	(3) 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。 イ 需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。 また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。 ロ 需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。 ハ イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。 (4) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
53 名義の変更 合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振	**53 名義の変更** 合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書（当社所定の様式によります。）により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者~~または~~発電契約者が，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)~~チ~~に定める要件を満たすことを文書にて証明できる場合に限り，名義変更の手続きをいたします。	給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書（当社所定の様式によります。）により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを文書にて証明できる場合に限り，名義変更の手続きをいたします。
54　契約の廃止 (1)　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 　なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力していただきます。 ~~(2)~~　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，56（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により	**54　契約の廃止** (1)　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 　なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力していただきます。 (2)　当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。 (3)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，56（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ　当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。	託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。
	(4) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~(3)~~ 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	(5) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
55 供給開始後の契約の廃止または変更にともなう料金および工事費の精算 (1) 次の場合には，当社は，接続供給契約の廃止または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の廃止または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。 イ 接続供給の場合 (ｲ) 低圧で供給する場合 a 契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを廃止しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の１０パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の２０	**55 供給開始後の契約の廃止または変更にともなう料金および工事費の精算** (1) 次の場合には，当社は，接続供給契約の廃止または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の廃止または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。 イ 接続供給の場合 (ｲ) 低圧で供給する場合 a 契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを廃止しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の１０パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の２０

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に廃止しようとされる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の１０パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，aおよびｂにかかわらず精算いたしません。 d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。 (ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合 a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを廃止しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼっ	パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に廃止しようとされる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の１０パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，aおよびｂにかかわらず精算いたしません。 d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。 (ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合 a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを廃止しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼっ

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
て，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と，既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に廃止しようとされる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または予備接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と，既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 (ﾊ) 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を廃止し，または19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。 ロ　発電量調整供給の場合	て，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と，既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に廃止しようとされる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または予備接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と，既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 (ﾊ) 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を廃止し，または19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。 ロ　発電量調整供給の場合

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
(ｲ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを廃止しようとされる場合で，新たに施設した当社の供給設備を撤去するときには，その諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。 (ﾛ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合で，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去するときには，その諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	(ｲ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを廃止しようとされる場合で，新たに施設した当社の供給設備を撤去するときには，その諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。 (ﾛ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合で，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去するときには，その諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。 なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。 (3) 非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。	(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。 なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。 (3) 非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。
56 解約等 (1) 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 ~~なお，~~この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。 また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。 イ 46（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合 ロ 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合 (ｲ) 料金が支払期日を経過してなお支払われない場合	**56 解約等** (1) 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。 また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。 イ 46（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合 ロ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合 (ｲ) 料金が支払期日を経過してなお支払われない場合

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	(ﾛ) 発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。
(ﾛ) 他の接続供給契約（既に~~廃止~~しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に~~廃止~~しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に~~廃止~~しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	(ﾊ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
(ﾊ) 料金以外の債務を支払われない場合	(ﾆ) 料金以外の債務を支払われない場合
	(ﾎ) 当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合
ハ 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，41（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。	ハ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，41（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。
(ｲ) 8（契約の要件）を欠くに至った場合	(ｲ) 8（契約の要件）を欠くに至った場合
(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。	(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。
(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合	(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合
(ﾄ) その他この約款に反した場合	(ﾄ) その他この約款に反した場合
(2) 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または廃止するものといたします。	(2) 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または廃止するものといたします。
	(3) 発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。 (4) 発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。 なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 (5) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
57 契約消滅後の債権債務関係 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。	**57 契約消滅後の債権債務関係** 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。
Ⅷ 工事費の負担	**Ⅷ 工事費の負担**
68 受電地点への供給設備の工事費負担金 (1) 受電側接続設備の工事費負担金 イ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 14（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が	**68 受電地点への供給設備の工事費負担金** (1) 受電側接続設備の工事費負担金 イ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 14（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。	高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。
(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金	(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(ｲ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。	(ｲ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。
(ﾛ) 67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。	(ﾛ) 67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額	(ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額
ａ　当該供給設備の工事費のうち，「発電等設備の設置に伴う電力系統の増強および事業者の費用負担等の在り方に関する指針」にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（平成 27 年 12 月 18 日付け 20150729 資第 13 号認可）67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ) a ただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。	ａ　当該供給設備の工事費のうち，「発電等設備の設置に伴う電力系統の増強および事業者の費用負担等の在り方に関する指針」にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（平成 27 年 12 月 18 日付け 20150729 資第 13 号認可）67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ) a ただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。
ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額	ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額
新増加契約受電電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき　２，８６０円００銭	新増加契約受電電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき　２，８６０円００銭
ロ　受電地点において ~~22~~（予備送電サービス）を利用される場合で，こ	ロ　受電地点において 21（予備送電サービス）を利用される場合で，こ

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
れにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。	れにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，63（引込線の接続），64（計量器等の取付け）または66(通信設備等の施設)によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，63（引込線の接続），64（計量器等の取付け）または66(通信設備等の施設)によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　45（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	ロ　45（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(5) 工事費の算定	(5) 工事費の算定
(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。	(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。
イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。 また，標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費(諸掛りを含みます。)を加えた金額といたします。	イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。 また，標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費(諸掛りを含みます。)を加えた金額といたします。
(イ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。)によって算定いたします。	(イ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。)によって算定いたします。
(ロ) 諸掛りには，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。	(ロ) 諸掛りには，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。
(ハ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の５０パーセント	(ハ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の５０パーセント

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
に相当する金額は工事費に計上いたしますが，登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用は工事費に計上いたしません。 (ﾆ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の５０パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。 (ﾎ) 補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。 (ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。	に相当する金額は工事費に計上いたしますが，登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用は工事費に計上いたしません。 (ﾆ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の５０パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。 (ﾎ) 補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。 (ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。
ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。	ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。
ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合 $$工事費 \times \frac{使用回線数}{施設回線数}$$ (ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合 $$工事費 \times \frac{使用孔数}{施設孔数 - 予備孔数}$$	ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合 $$工事費 \times \frac{使用回線数}{施設回線数}$$ (ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合 $$工事費 \times \frac{使用孔数}{施設孔数 - 予備孔数}$$
ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。	ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。
ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。	ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。
ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イま	ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イま

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
たはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。 (6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。 イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。 ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。 (7) 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。	たはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。 (6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。 イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。 ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。 (7) 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。
71　供給地点への供給設備の工事費負担金 (1) 供給側接続設備の工事費負担金 イ　低圧または高圧で供給する場合 (ｲ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は１，０００メートル，地中の場合は１５０メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。	**71　供給地点への供給設備の工事費負担金** (1) 供給側接続設備の工事費負担金 イ　低圧または高圧で供給する場合 (ｲ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は１，０００メートル，地中の場合は１５０メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区分	単位	金額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１ﾒｰﾄﾙにつき	３，４１０円００銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１ﾒｰﾄﾙにつき	２６，９５０円００銭

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の６０パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の２０パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。	なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の６０パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の２０パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。
(ﾛ) ２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。	(ﾛ) ２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。
a ２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(1)イ(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。	a ２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(1)イ(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。
b ２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。	b ２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。
(ﾊ) 架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。	(ﾊ) 架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。
a 地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。	a 地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。
b 架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。	b 架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
架空供給側接続設備の超過こう長 ＝ 架空供給側接続設備の工事こう長 － （地中供給側接続設備の無償こう長 － 地中供給側接続設備の工事こう長） × 架空供給側接続設備の無償こう長 ／ 地中供給側接続設備の無償こう長	架空供給側接続設備の超過こう長 ＝ 架空供給側接続設備の工事こう長 － （地中供給側接続設備の無償こう長 － 地中供給側接続設備の工事こう長） × 架空供給側接続設備の無償こう長 ／ 地中供給側接続設備の無償こう長
ロ　特別高圧で供給する場合	ロ　特別高圧で供給する場合
(ｲ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。	(ｲ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。
ａ　工事費	ａ　工事費
(a) 架空供給側接続設備の場合	(a) 架空供給側接続設備の場合
（工事こう長100メートル当たり）	（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄまたは30,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	５６１円００銭
	標準電圧60,000ﾎﾞﾙﾄまたは70,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	１７６円００銭
	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	８８円００銭

新増加接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄまたは30,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	５６１円００銭
	標準電圧60,000ﾎﾞﾙﾄまたは70,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	１７６円００銭
	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	８８円００銭

なお，標準電圧２０，０００ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の１５パーセントといたします。

(b) 地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)

新増加接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄまたは 30,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	６３８円００銭
	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄまたは 70,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	５６１円００銭
	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	２２０円００銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の２０パーセントといたします。

b　当社負担額

新増加接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	５，５００円００銭

(ﾛ) 契約者が新たに接続供給を開始され，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設する供給側接続設備とみなします。

ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(ｲ) 供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ﾛ) 供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ﾊ) 工事こう長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位

新増加接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄまたは 30,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	６３８円００銭
	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄまたは 70,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	５６１円００銭
	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	２２０円００銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の２０パーセントといたします。

b　当社負担額

新増加接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	５，５００円００銭

(ﾛ) 契約者が新たに接続供給を開始され，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設する供給側接続設備とみなします。

ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(ｲ) 供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ﾛ) 供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ﾊ) 工事こう長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
で四捨五入いたします。	で四捨五入いたします。
ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。	ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。
(ｲ) 電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量	(ｲ) 電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量
(ﾛ) 契約電力	(ﾛ) 契約電力
(ﾊ) 契約電流	(ﾊ) 契約電流
(ﾆ) 契約容量	(ﾆ) 契約容量
なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。	なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。
また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトから交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。	また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトから交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。
ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。	ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。
(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金	(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
(ｲ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額	(ｲ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額
なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。	なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。
ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。	ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
(ﾛ) 67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。	(ﾛ) 67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。
ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。	ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，63（引込線の接続），64（計量器等の取付け），65（電流制限器等の取付け）または66(通信設備等の施設)によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，63（引込線の接続），64（計量器等の取付け），65（電流制限器等の取付け）または66(通信設備等の施設)によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
ロ　45（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への当社の供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	ロ　45（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への当社の供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
(4) 工事費の算定 (2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。	(4) 工事費の算定 (2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。
イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。 また，標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に,撤去する場合の諸工費(諸掛りを含みます。)を加えた金額といたします。 (ｲ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。)によって算定いたします。	イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。 また，標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に,撤去する場合の諸工費(諸掛りを含みます。)を加えた金額といたします。 (ｲ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。)によって算定いたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
(ﾛ) 諸掛りには，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。 (ﾊ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の５０パーセントに相当する金額は工事費に計上いたしますが，登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用は工事費に計上いたしません。 (ﾆ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の５０パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。 (ﾎ) 補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。 (ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。 (ﾄ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，73（臨時工事費）に準じて算定いたします。 ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 ハ　(2)イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)または(1)ロ(ｲ) a にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。 ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$	(ﾛ) 諸掛りには，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。 (ﾊ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の５０パーセントに相当する金額は工事費に計上いたしますが，登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用は工事費に計上いたしません。 (ﾆ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の５０パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。 (ﾎ) 補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。 (ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。 (ﾄ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，73（臨時工事費）に準じて算定いたします。 ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 ハ　(2)イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)または(1)ロ(ｲ) a にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。 ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 　なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。	ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 　なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。
ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。 (ｲ) 高圧で供給する場合 　(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。 (ﾛ) 特別高圧で供給する場合 　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。 　なお，~~22~~（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の２０パーセントを適用して算定いたします。	ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。 (ｲ) 高圧で供給する場合 　(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。 (ﾛ) 特別高圧で供給する場合 　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。 　なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の２０パーセントを適用して算定いたします。
ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
チ　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 　なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。	チ　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 　なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。
附　　則	**附　　則**

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
1　実施期日 この約款は，２０２~~3~~年~~12~~月~~27~~日から実施いたします。	**1　実施期日** この約款は，２０２4年4月1日から実施いたします。
4　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） (1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 (2) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，52（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。 (4) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。 (5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成２８年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行	**4　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）** (1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 (2) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，52（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。 (4) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。 (5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成２８年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
規則第１４条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	規則第１４条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。	イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。
ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第２９条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。 　ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。 　この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第２９条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。 　ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。 　この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第２９条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。 　なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。ただし，40（給電指令の実施等）(2)	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第２９条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。 　なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。ただし，40（給電指令の実施等）(2)

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，40（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における３０分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ 26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。	ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，40（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における３０分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ 26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (ｲ) 29（料金の算定期間） (ﾛ) 33（料金の算定） (ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ) 35（料金その他の支払方法） (ﾎ) 36（保証金） (ﾍ) 49（違約金） (ﾄ) 56（解約等）	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (ｲ) 29（料金の算定期間） (ﾛ) 33（料金の算定） (ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ) 35（料金その他の支払方法） (ﾎ) 36（保証金） (ﾍ) 49（違約金） (ﾄ) 56（解約等）
ト　当社は，３０分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。	ト　当社は，３０分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。	イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。
ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (ｲ) 29（料金の算定期間） (ﾛ) 33（料金の算定） (ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ) 35（料金その他の支払方法）	ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (ｲ) 29（料金の算定期間） (ﾛ) 33（料金の算定） (ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ) 35（料金その他の支払方法）
(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が１０キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を	(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が１０キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。	使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。
イ　適用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。 (ｲ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合 (ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合	イ　適用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。 (ｲ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合 (ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合
ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所に~~つき，~~１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　計量 当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，３０分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，３０分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	ハ　計量 当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，３０分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，３０分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
ニ　38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。	ニ　38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。
ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。	ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。
(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で３０分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，３０分ごとに算定いたします。 ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。 ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された３０分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る３０分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。 (9)　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。	イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で３０分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，３０分ごとに算定いたします。 ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。 ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された３０分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る３０分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。 (9)　その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。
５　~~発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等~~についての特別措置 (~~1~~)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 ~~電気事業法第２条第１項第８号イに定める~~離島~~（以下「離島」といいます。）~~における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。 １ｷﾛﾜｯﾄ時につき　３１１円２０銭	**５　離島についての特別措置** (1)　系統連系受電サービス料金 電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は，22（系統連系受電サービス）(3)イにかかわらず，次のとおりといたします。 系統連系受電課金対象電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき　８８円６８銭 (2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。 １ｷﾛﾜｯﾄ時につき　３１１円２０銭

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
(3) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23(発電量調整受電計画差対応電力)(2)ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。 1キロワット時につき　１６円４０銭	(3) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23(発電量調整受電計画差対応電力)(2)ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。 1キロワット時につき　１６円４０銭
６　受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧または供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	**６　受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い** 発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧または供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。
10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 (1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適用範囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (ｲ) 軽負荷期（毎年４月１日から６月３０日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間 (ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出 (ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に~~かかる~~事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。 (ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていた	**10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置** (1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適用範囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (ｲ) 軽負荷期（毎年４月１日から６月３０日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間 (ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出 (ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。 (ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていた

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
だきます。 ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から 19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。 ホ　その他 (ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 (ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。 (2)　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置 イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算	だきます。 ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から 19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。 ホ　その他 (ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 (ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。 (2)　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置 イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ）のピークシフト電力といたします。	定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ）のピークシフト電力といたします。
(ﾛ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	(ﾛ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが 19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが 19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
(ﾆ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。	(ﾆ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。
ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
(ｲ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ）のピークシフト電力といたします。	(ｲ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ）のピークシフト電力といたします。
(ﾛ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間か	(ﾛ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間か

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ら負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロ~~もしくは~~イ(ﾛ)~~または~~ロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	ら負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロまたはイ(ﾛ)もしくはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
12　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第２７条の１２の１１第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第２７条の１２の１１第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生	**12　バランシンググループの設定に係る特別措置** 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第２７条の１２の１１第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第２７条の１２の１１第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。	じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。
(1) 代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に係る当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。 ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。	(1) 代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に係る当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。 ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。
(2) 契約の要件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）~~(3)~~イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。 イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 (ｲ) 需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするもの	(2) 契約の要件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。 イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 (ｲ) 需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするもの

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
に限ります。) (ﾛ) 需要抑制の実施頻度および時期 ロ　イによってえられた１００キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。 ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。 ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。 ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 (3) 供給および契約の単位 イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。 (4) 料金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	に限ります。) (ﾛ) 需要抑制の実施頻度および時期 ロ　イによってえられた１００キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。 ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。 ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。 ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 (3) 供給および契約の単位 イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。 (4) 料金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
(ｲ) 適用 発電バランシンググループにおいて，40（給電指令の実施等）(5) ~~または~~(6)~~もしくは~~配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	(ｲ) 適用 発電バランシンググループにおいて，40（給電指令の実施等）(5) もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力 a 発電量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に©の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 b 発電量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に©の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。	(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力 a 発電量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に©の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 b 発電量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に©の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。
ロ 接続対象計画差対応電力	ロ 接続対象計画差対応電力

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適用 40(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ) 接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に©の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 b　接続対象計画差対応余剰電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に©の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画	需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適用 40(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ) 接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に©の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 b　接続対象計画差対応余剰電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に©の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に©の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に©の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 ニ 給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおい	差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に©の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に©の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 ニ 給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおい

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
て，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適用範囲 40(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより３０分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 (ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適用範囲 40（給電指令の実施等）(5)~~または~~(6)~~もしくは~~配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより３０分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。ただし，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，40（給	て，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適用範囲 40(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより３０分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 (ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適用範囲 40（給電指令の実施等）(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより３０分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。ただし，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，40（給

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における３０分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。また，当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等~~もしくは~~ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における３０分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
(5) 電力および電力量の算定	(5) 電力および電力量の算定
イ　発電量調整受電計画電力	イ　発電量調整受電計画電力
発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。	発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。
ロ　発電量調整受電計画電力量	ロ　発電量調整受電計画電力量
発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
ハ　接続対象計画電力	ハ　接続対象計画電力
接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。	接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。
ニ　接続対象計画電力量	ニ　接続対象計画電力量
接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が３	接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が３

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
０分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。	０分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力	ホ　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。
へ　需要抑制量調整受電計画電力量	へ　需要抑制量調整受電計画電力量
需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。	需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。
ト　ベースライン	ト　ベースライン
ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量
発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。
(ｲ)　３０分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。	(ｲ)　３０分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。 c　40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d　40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。	(ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。 c　40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d　40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。
(ﾊ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次により算定された値といたします。 a　当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対	(ﾊ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次により算定された値といたします。 a　当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
b 当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補	b 当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
c 当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令	c 当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 d 当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差	時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 d 当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
e　当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定め	e　当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定め

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
る出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	る出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量	(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
－40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	－40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，３０分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは 40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，３０分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは 40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその３０分における接続対象計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその３０分における接続対象計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された３０分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。	は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された３０分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。
接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量	接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量
ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその３０分における接続対象計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された３０分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。	ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその３０分における接続対象計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された３０分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。
接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量	接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量
ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその３０分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量	ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその３０分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 ／ １－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。） － ベースライン ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその３０分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量 (6) 託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計	を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 ／ １－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。） － ベースライン ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその３０分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量 (6) 託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。	画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。
ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。	ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。
(7) 解約等	(7) 解約等
当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，41（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，56（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，41（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，56（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。
イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(~~3~~)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合	イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合
ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）	(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）
イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。こ	イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。こ

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
の場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	の場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成２８年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成２８年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
(ｲ) 発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	(ｲ) 発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
(ﾛ) インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(ﾛ) インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(ﾊ) 当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，３０分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調	(ﾊ) 当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，３０分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。 (ニ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。 ハ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 (9) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。 (ニ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。 ハ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 (9) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
~~**13 近接性評価割引額の算定についての特別措置**~~ ~~(1) 契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。~~ ~~イ 当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。~~ ~~ロ 契約者が，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含み	**（削除）**

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
~~ます。~~ ~~ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則12〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)aの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)bの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。~~ ~~(2) 契約者が，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ロ)および(ハ)の接続対象計画電力量は，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ハ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。~~	
~~14~~　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 (1) 当社は，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(1~~0~~)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，３０分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１３条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 (2) 当社は，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(1~~0~~)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費	**13　Ｎ－１電制の実施についての特別措置** (1) 当社は，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，３０分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１３条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 (2) 当社は，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
用に相当する金額および３０分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。 (3) 当社は，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(1~~0~~)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	用に相当する金額および３０分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。 (3) 当社は，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(1<u>1</u>)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
（新規）	**<u>14　系統連系受電サービス等についての特別措置</u>** <u>(1)　発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに 42（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。</u> <u>なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび 42（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。</u> <u>また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，１月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。</u> <u>イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合</u> <u>(ｲ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合</u> <u>発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比</u> <u>(ﾛ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合</u>

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 (ハ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 ロ　イ(イ)，(ロ)または(ハ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。 当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。） なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (2) (1)の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。 なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。 また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 (3) 発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置し

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	ている場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が１０キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が１０キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が１０未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された３０分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が１０キロワット未満のとき。 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および42（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。 ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が１０以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された３０分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が１０キロワット以上のとき。 (ｲ) 22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，１０キロワットを同時最大受電電力とみなします。 (ﾛ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が１０キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。 a　42（契約超過金）(2)イ(ｲ)またはロ(ｲ)における契約超過受電電力の算定上，１０キロワットを同時最大受電電力とみなします。 b　42（契約超過金）(2)イ(ﾛ)またはロ(ﾛ)における契約超過受電電力の算定上，１０キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。 (4)　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適用範囲

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	原則として，２０２４年３月３１日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。 ロ　系統連系受電サービス料金等 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および42（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。 なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。 (ｲ)　系統連系受電課金対象電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネル

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	ギー発電設備］）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (ﾛ)　発電量調整受電電力量 a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。 b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。 なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。 (ﾊ)　契約超過受電電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 (a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 (5)　揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。 イ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および42（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。 ロ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合 発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。 (6)　発電設備等に係る供給地点において最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。 イ　18（料金）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。 ロ　22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または42（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，次の

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	とおりといたします。 (ｲ) 当社との電気の需給契約において，定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が４００ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。 (ﾛ) 当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が４００ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。 (ﾊ) 当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給契約における契約電流を接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流とみなし，当社との電気の需給契約における契約容量を接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量とみなし，当社との電気の需給契約における臨時電灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。 ハ　40（給電指令の実施等）(7)において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。 ニ　54（契約の廃止）(4)または56（解約等）(5)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。 (7)　２０２４年３月３１日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。 イ 近接性評価地域 次の地域を近接性評価地域といたします。 県 | 市町村 富山県 | 富山市，高岡市，魚津市，滑川市，砺波市，舟橋村，入善町 ロ　受電電圧が標準電圧６，０００ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サ

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	ービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。 ハ　受電電圧が標準電圧６，０００ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。
（新規）	**15　２０２５年３月３１日までの給電指令の実施等についての特別措置** この約款実施の日から２０２５年３月３１日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，40（給電指令の実施等）(9)または(10)にかかわらず，次のとおりといたします。 (1) 当社は，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が５００キロワット未満となるとき。 (ｲ) 割引の対象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ) 割引率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 (ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が５００キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 (ｲ) 割引の対象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33(料金の算定) (1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ) 割引率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに０．２パーセントといたします。 (ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回１０分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，３０分以上は切り上げ，３０分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 (算式) a　接続供給電力を制限した場合 H’＝ H ×（D － d）／ D H’＝ 修正時間 H　＝ 制限時間 D　＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d　＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合 H’＝ H ×（A － B）／ A H’＝ 修正時間 H　＝ 制限時間 A　＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量 B　＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。 (2) (1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までに

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
	お知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。 (3) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。
（新規）	**16　料金についての切替措置** ２０２４年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。 なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における２０２４年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。
別　　表	**別　　表**
~~2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定~~ ~~(1) 近接性評価地域~~ ~~次の地域を近接性評価地域といたします。~~ ~~県 / 市町村~~ ~~富山県 / 富山市，高岡市，魚津市，滑川市，砺波市，舟橋村，入善町~~ ~~なお，２０１６年３月３１日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧６，０００ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価対象地域に含めるものといたします。~~ ~~県 / 市町村~~ ~~富山県 / 氷見市，黒部市，小矢部市，南砺市，射水市，上市町，立山町，朝日町~~ ~~また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。~~ ~~(2) 近接性評価割引額の算定~~	**（削除）**

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
~~イ　近接性評価割引単価~~ ~~近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。~~ ~~1キロワット時につき~~ ~~受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合~~ ~~４６銭~~ ~~受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ140,000ボルト以下の場合~~ ~~２６銭~~ ~~受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合~~ ~~１３銭~~ ~~ただし，２０１６年３月３１日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧６，０００ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧１４０，０００ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。~~ ~~ロ　近接性評価割引電力量~~ ~~(イ) 近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を３０分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。~~ ~~ａ　発電バランシンググループごとの電力量は，３０分ごとに次の算式により算定~~ ~~いたします。~~ ~~当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量~~ ~~×~~ ~~当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値~~ ~~／~~ ~~当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値~~ ~~ｂ　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上，その３０分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。~~	

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値 × 当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量 / 当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量 (ﾛ) 契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その３０分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。 (ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象計画電力量 / 契約者が調達する電力量 (ﾊ) 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その３０分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。 (ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象電力量 / 接続対象計画電力量 ハ　近接性評価割引額 近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに３０分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。	
（新規）	**２　系統設備効率化割引の対象変電所等** (1) 系統設備効率化割引の対象変電所等 次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。 割引区分 / 都道府県 / 割引対象変電所等 Ａ－１ / - / 対象なし

Ａ－２	富山県	新富山変電所，城端開閉所
	大阪府	東大阪変電所（関西電力送配電株式会社）
Ａ－３	富山県	南福光変電所
	石川県	加賀変電所
	福井県	東金津変電所
Ｂ－１	－	対象なし
Ｂ－２	富山県	泊変電所，入善変電所，桜井変電所，江口変電所，魚津変電所，東滑川変電所，黒部御前変電所，高月変電所，水橋変電所，上市変電所，岩瀬変電所，針原変電所，広田変電所，東富山変電所，奥田変電所，牛島変電所，富山変電所，中富山変電所，城南変電所，南富山変電所，掛尾変電所，富南変電所，小見変電所，真川変電所，婦中変電所，八尾変電所，射水変電所，新湊変電所，西高岡変電所，早川変電所，福岡変電所，高岡変電所，小杉変電所，南高岡変電所，大門変電所，戸出変電所，砺波変電所，井波変電所，福野変電所，福光変電所，城端変電所，大牧変電所，成出変電所，氷見変電所，沖布変電所
	石川県	輪島変電所，穴水変電所，七尾変電所，能登部変電所，津幡変電所，大浦変電所，鞍月変電所，金石変電所，北安江変電所，浅野変電所，北金沢変電所，安原変電所，東金沢変電所，金沢中央変電所，昭和町変電所，増泉変電所，大工町変電所，泉野変電所，西金沢変電所，田上変電所，長坂変電所，額変電所，竹松変電所，松任変電所，下林変電所，川北変電所，美川変電所，根上変電所，久常変電所，鶴来変電所，尾口変電所，荒木田変電所，小松変電所，安宅変電所，粟津変電所，山代変電所，山中変電所，枯渕変電所
	福井県	丸岡変電所，春江変電所，西長田変電所，松岡変電所，荒土変電所，勝山変電所，友江変電所，大野変電所，北庄変電所，北福井変電所，開発変電所，東福井変電所，中福井変電所，春山変電所，橋南変電所，南福井変電所，成和変電所，花堂変電所，足羽変電所，神明変電所，水落変電所，鯖江変電所，西田中変電所，織田変電所，新武生変電所，西武生変電所，王子保変電所，粟田部変電所，敦賀変電所，西敦賀変電所，南

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)

	敦賀変電所

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として２０２８年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

(2)　系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ　(1)の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として２０２８年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

また，２０２４年３月３１日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，(1)の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ　２０２４年４月１日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－１	Ａ－１，Ａ－２，Ａ－３または割引対象外	Ａ－１

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)

A－2	A－1	A－1
	A－2，A－3 または割引対象外	A－2
A－3	A－1	A－1
	A－2	A－2
	A－3または割引対象外	A－3
B－1	B－1，B－2 または割引対象外	B－1
B－2	B－1	B－1
	B－2または割引対象外	B－2

9　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1) イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ワット×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ワット×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ワット×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ワット×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100 ワット×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100 ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備 １機器につき		20 キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40 キロワット時

9　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1) イ，ロ，ニ，ホまたはヘの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ワット×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ワット×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ワット×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ワット×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100 ワット×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100 ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備 １機器につき		20 キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40 キロワット時

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)

動力臨時定額接続送電ｻｰﾋﾞｽ	契約電力×200 時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，４１５時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ) 前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が１０日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$ ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお，この場合の計量器の取付けは，64（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。 ホ　公差をこえる誤差により修正する場合 $\frac{\text{計量電力量}}{\text{１００パーセント＋（±誤差率）}}$ なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。 (ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月 (ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月 (3)　(1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の３０分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 (4)　発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。	$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$ ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお，この場合の計量器の取付けは，64（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。 ホ　公差をこえる誤差により修正する場合 $\frac{\text{計量電力量}}{\text{１００パーセント＋（±誤差率）}}$ なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。 (ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月 (ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月 (3)　(1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の３０分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 (4)　発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。
10　需要計画・調達計画・販売計画 需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。 対象期間：年間計画（第１年度，第２年度）／月間計画（翌月，翌々月）／週間計画（翌週，翌々週）／翌日計画／当日計画 通知の期限：毎年10月31日／毎月１日／毎週水曜日午前10時／毎日午前／30分ごとの実需給の開	**10　需要計画・調達計画・販売計画** 需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。 対象期間：年間計画（第１年度，第２年度）／月間計画（翌月，翌々月）／週間計画（翌週，翌々週）／翌々日計画／翌日計画／当日計画

					12 時	始時刻の 1 時間前
通知の内容	需要想定値	各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力	30 分ごとの接続対象電力量	
	需要想定値に対する調達計画・販売計画	各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
		供給力未調達分の計画値 （自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）			—	

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月３１日までの期間をいいます。
（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）~~週間~~計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および

通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月 1 日	毎週水曜日 午前 10 時	毎日 午前 10 時	毎日 午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前
通知の内容	需要想定値	各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力	週間計画と同一の時刻の接続対象電力	30 分ごとの接続対象電力量	
	需要想定値対する調達計画・販売計画	各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
		供給力未調達分の計画値 （自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）				—	

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月３１日までの期間をいいます。
（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値およ

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。	び当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

対象期間		年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月１日	毎週水曜日午前 10 時	毎日午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	発電計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力	30 分ごとの発電量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

対象期間		年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月１日	毎週水曜日午前 10 時	毎日午前 10 時	毎日午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	発電計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力	30 分ごとの発電量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達	30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	

託送供給等約款(2023.12.27 実施)					
		の計画値	計画値		
	発電設備等の停止計画	作業の開始日時，作業の終了日時,停止内容,その他必要な項目		―	―
		―	―	計画外作業	
				計画作業の変更分	

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月３１日までの期間をいいます。
（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生の~~都度~~，すみやかに提出していただきます。
（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注６）~~週間~~計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

対象期間	年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
通知の期限	毎年 10 月 31 日	毎月１日	毎週水曜日午前 10 時	毎日午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前

託送供給等約款(2024.4.1 実施)						
		の計画値	計画値		分および販売分の計画値	
	発電設備等の停止計画	作業の開始日時，作業の終了日時,停止内容,その他必要な項目		―	―	―
		―	―	計画外作業		
				計画作業の変更分		

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月３１日までの期間をいいます。
（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。
（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注６）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

対象期間	年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限	毎年 10 月 31 日	毎月１日	毎週水曜日午前 10 時	毎日午前 10 時	毎日午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前

託送供給等約款(2023.12.27 実施)						
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	―	―	―	―	30 分ごとの値

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月３１日までの期間をいいます。
（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）~~週間~~計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

託送供給等約款(2024.4.1 実施)							
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	―	―	―	―	―	30 分ごとの値

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月３１日までの期間をいいます。
（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
別 冊　系統連系技術要件 **第２章　発電設備等の連系に必要な技術要件（低圧）**	**別 冊　系統連系技術要件** **第２章　発電設備等の連系に必要な技術要件（低圧）**
２　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，原則として次のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：５８．２ヘルツをこえ６１．２ヘルツ以下 運転可能周波数　　：５７．０ヘルツ以上６１．８ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，５８．２ヘルツでは１０分程度以上，５７．６ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは５７．０ヘルツ，それ以外は５８．２ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については，これによりません。 ~~なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。~~	**２　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，原則として次のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：５８．２ヘルツをこえ６１．２ヘルツ以下 運転可能周波数　　：５７．０ヘルツ以上６１．８ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，５８．２ヘルツでは１０分程度以上，５７．６ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは５７．０ヘルツ，それ以外は５８．２ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については，これによりません。
７　不要解列の防止 (1) 保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうため，次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「第３章 需要設備の連系に必要な技術要件（低圧）４ 保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないため，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。	**７　不要解列の防止** (1) 保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうため，次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「第３章 需要設備の連系に必要な技術要件（低圧）４ 保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないため，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	60Hz 系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	風力	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	60Hz 系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	風力	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

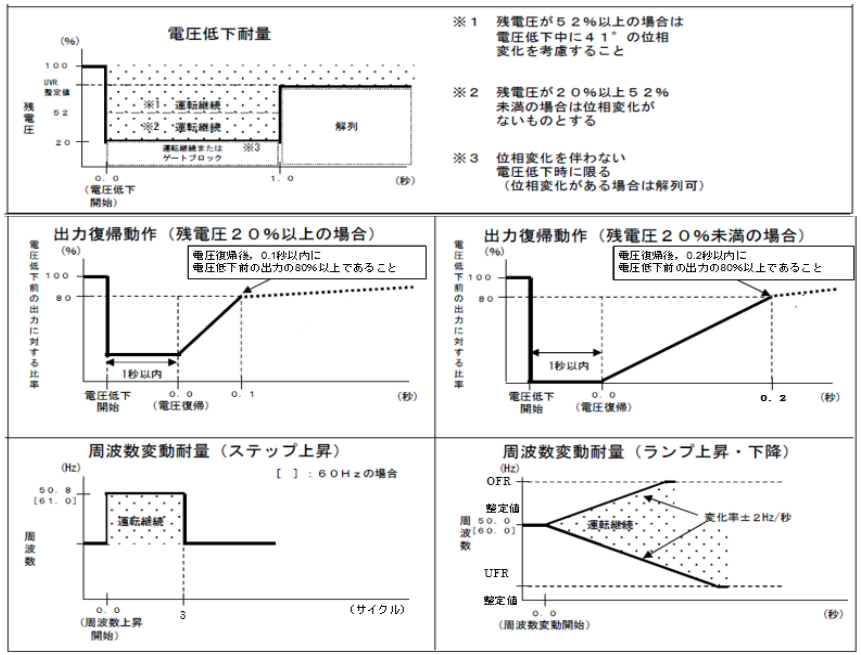
託送供給等約款(2023.12.27 実施)							託送供給等約款(2024.4.1 実施)						
	蓄電池		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz,3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz		蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz,3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz,3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz		燃料電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz,3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	ガスエンジン	単機出力 2kW 未満 単機出力 2kW 以上 10kW 未満※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz,3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz		ガスエンジン	単機出力 2kW 未満 単機出力 2kW 以上 10kW 未満※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz,3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

託送供給等約款(2023.12.27 実施)							託送供給等約款(2024.4.1 実施)						
	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4 秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4 秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz		太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4 秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4 秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
		燃料電池＋蓄電池 ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz			燃料電池＋蓄電池 ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる

託送供給等約款(2023.12.27 実施)					
	風力	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



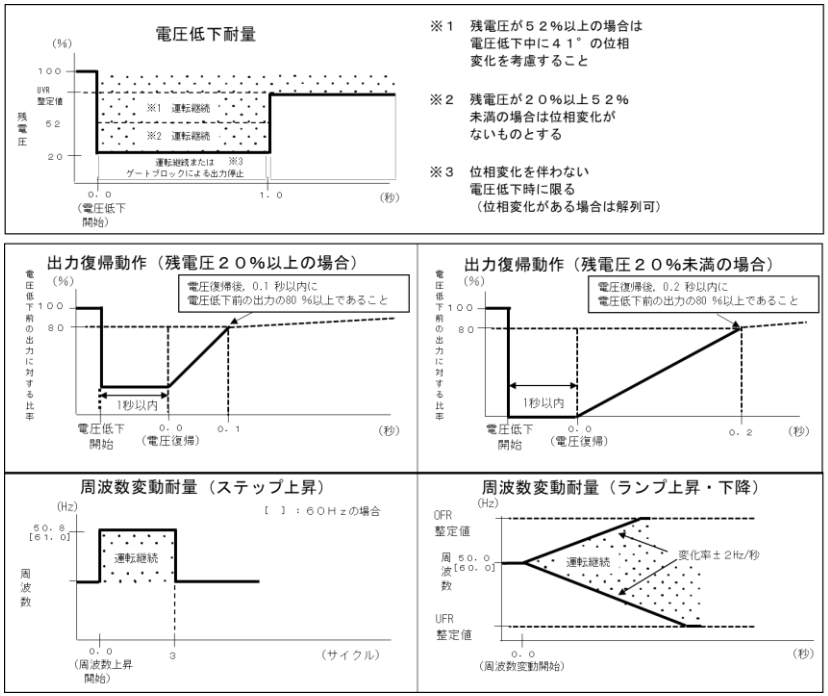
17　発電設備等の種類

~~連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限~~

託送供給等約款(2024.4.1 実施)					
	風力	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



17　発電設備等の種類

逆潮流ありの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない場合でも，逆変換

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
~~ります。~~	装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出および解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれがない場合に限り，逆潮流ありの連系とすることができます。
19　サイバーセキュリティ対策 サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。	**19　サイバーセキュリティ対策** 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。
第４章　発電設備等の連系に必要な技術要件（高圧）	**第４章　発電設備等の連系に必要な技術要件（高圧）**
２　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，原則として次のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：５８．２ヘルツをこえ６１．０ヘルツ以下 運転可能周波数　　：５７．０ヘルツ以上６１．８ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，５８．２ヘルツでは１０分程度以上，５７．６ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則としてＦＲＴ要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは５７．０ヘルツ，それ以外は５８．２ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備につ	**２　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，原則として次のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：５８．２ヘルツをこえ６１．０ヘルツ以下 運転可能周波数　　：５７．０ヘルツ以上６１．８ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，５８．２ヘルツでは１０分程度以上，５７．６ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則としてＦＲＴ要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは５７．０ヘルツ，それ以外は５８．２ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備につ

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
いては，これによりません。 ~~なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。~~	いては，これによりません。
7　不要解列の防止 (1) 保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうため，次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，「第５章 需要設備の連系に必要な技術要件（高圧）４ 保護協調」に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないため，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 (2) 事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。	**7　不要解列の防止** (1) 保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうため，次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，「第５章 需要設備の連系に必要な技術要件（高圧）４ 保護協調」に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないため，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 (2) 事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等	電圧低下			周波数変動（運転継続）
	三相短絡を想定		二相短絡を想定	
	残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	60Hz 系統

発電設備等	電圧低下			周波数変動（運転継続）
	三相短絡を想定		二相短絡を想定	
	残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	60Hz 系統

託送供給等約款(2023.12.27 実施)					
単相	太陽光 風力 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
三相	太陽光	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 61.8Hz (周波数下限) 57.0Hz
	風力	残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し,電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰			・ｽﾃｯﾌﾟ状+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 61.8Hz (周波数下限) 57.0Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 61.8Hz (周波数下限) 57.0Hz

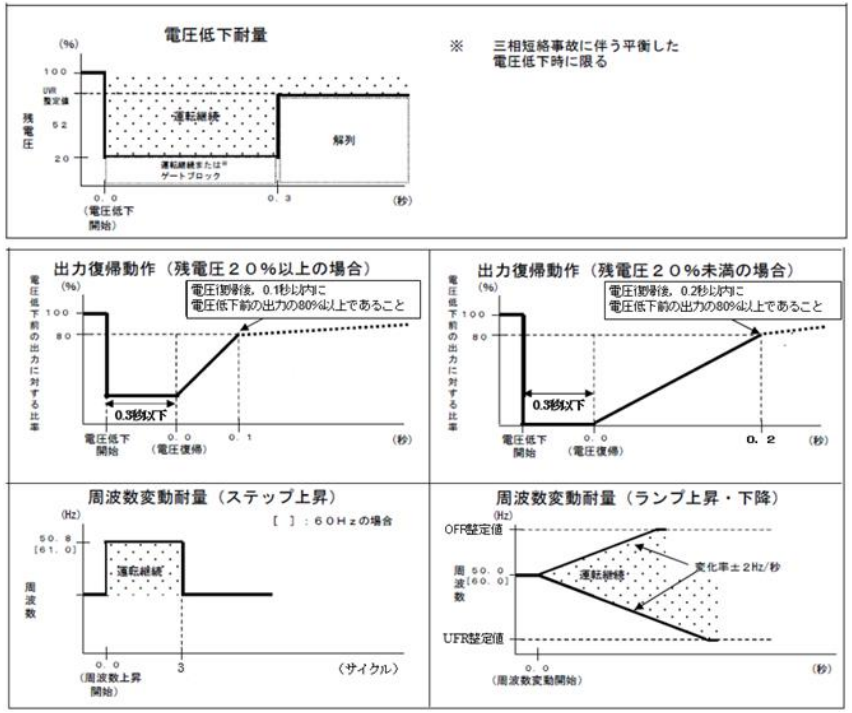
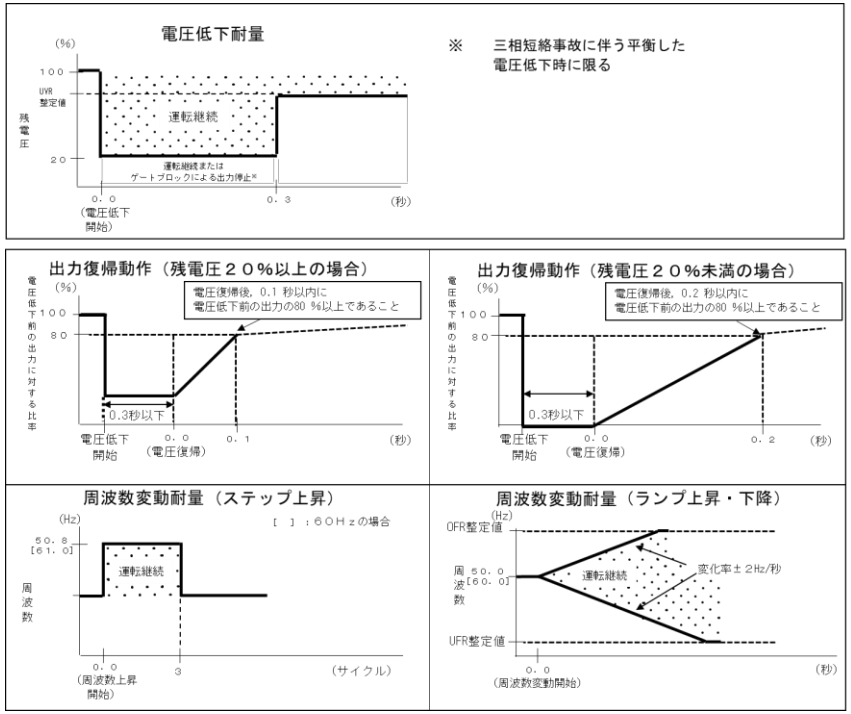
託送供給等約款(2024.4.1 実施)					
単相	太陽光 風力 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
三相	太陽光	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 61.8Hz (周波数下限) 57.0Hz
	風力	残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し,電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰			・ｽﾃｯﾌﾟ状+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 61.8Hz (周波数下限) 57.0Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 61.8Hz (周波数下限) 57.0Hz

託送供給等約款(2023.12.27 実施)					
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 61.8Hz (周波数下限) 57.0Hz
	ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 61.8Hz (周波数下限) 57.0Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

託送供給等約款(2024.4.1 実施)					
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 61.8Hz (周波数下限) 57.0Hz
	ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 61.8Hz (周波数下限) 57.0Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載） 	ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載） 
22　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係る	**22　サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係る

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
システムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	システムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。
第５章　需要設備の連系に必要な技術要件（高圧）	**第５章　需要設備の連系に必要な技術要件（高圧）**
（新規）	**５　電圧変動** 受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から１０パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。
（新規）	**６　サイバーセキュリティ対策** 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。
第６章　発電設備等の連系に必要な技術要件（特別高圧）	**第６章　発電設備等の連系に必要な技術要件（特別高圧）**
18　電圧変動 (1) 常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１から２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2) 瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。	**18　電圧変動** (1) 常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１から２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2) 瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なっていただきます。 ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安といたします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いる等の対策を行なっていただきます。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときまたは適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電地点における電圧フリッカレベル（ΔＶ１０）を０．４５ボルト以下（当該設備のみの場合は，０．２３ボルト以下）に維持することといたします。 (ｲ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 (ﾛ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。 (3) その他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，~~他者の電気の使用を妨害し，または妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。~~	ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なっていただきます。 ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安といたします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いる等の対策を行なっていただきます。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときまたは適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電地点における電圧フリッカレベル（ΔＶ１０）を０．４５ボルト以下（当該設備のみの場合は，０．２３ボルト以下）に維持することといたします。 (ｲ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 (ﾛ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。 (3) その他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から１０パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。
25　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異	**25　サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異

託送供給等約款(2023.12.27 実施)	託送供給等約款(2024.4.1 実施)
常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。
第７章　需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）	**第７章　需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）**
７　しゃ断箇所 保護装置が動作した場合のしゃ断箇所は，系統から構内を切り離し，事故を除去することができる連系用しゃ断器といたします。ただし，母線保護リレーが動作した場合は，同一母線に接続された送電線および~~連系~~用変圧器等をすべてしゃ断していただきます。	**７　しゃ断箇所** 保護装置が動作した場合のしゃ断箇所は，系統から構内を切り離し，事故を除去することができる連系用しゃ断器といたします。ただし，母線保護リレーが動作した場合は，同一母線に接続された送電線および受電用変圧器等をすべてしゃ断していただきます。
９　電圧変動・電圧フリッカ・電圧不平衡 (1) ~~連系~~用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，~~他者の電気の使用を妨害し，または妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。~~ (2) 需要設備にアーク炉等を含み，電圧フリッカが発生するおそれがある場合には，負荷に応じた抑制対策を実施していただきます。 (3) 大容量の単相負荷等により各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には，供給地点における電圧不平衡率を３パーセント以下にしていただきます。	**９　電圧変動・電圧フリッカ・電圧不平衡** (1) 受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から１０パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。 (2) 需要設備にアーク炉等を含み，電圧フリッカが発生するおそれがある場合には，負荷に応じた抑制対策を実施していただきます。 (3) 大容量の単相負荷等により各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には，供給地点における電圧不平衡率を３パーセント以下にしていただきます。
（新規）	**11　サイバーセキュリティ対策** 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

３　電気事業法施行規則第 17 条の４第１項の
規定により提出した書類の写し

様式第 15 の 3（第 17 条の 4 関係）

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

経 企 第 6 号
2023 年 9 月 29 日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

富山市牛島町１５番１号
北陸電力送配電株式会社
代表取締役社長　棚田　一也

次のとおり収入の見通しの変更の承認を受けたいので、電気事業法第 17 条の 2 第 4 項の規定により申請します。

変　更　の　内　容	別紙のとおりであります。
変　更　年　月　日	2024 年４月１日

電気事業法施行規則第17条の４の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

当社は、容量市場の 2026 年度オークション結果公表に伴い容量拠出金などの規制期間における実績値と収入の見通しの算定時における想定値に乖離が生じると見込まれることや、収入の見通しの承認時点では実績が未確定であった、2022 年度の最終保障供給損益やインバランス収支過不足（追加 kW・kWh 確保費用を含む）の実績が確定したことに加え、第 62 回総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会（2023 年５月 30 日開催）において容量市場での供給力調達の在り方を見直すことに伴い容量拠出金の負担見直しに係る託送負担のあり方の議論がされたことなどを踏まえ、託送供給等に係る収入の見通しを変更することといたしました。

つきましては、電気事業法第 17 条の２第４項の規定にもとづき、ここに託送供給等に係る収入の見通しの変更を申請する次第であります。

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

		N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
	役員給与	94,596	94,596	94,596	94,596	94,596	472,980	94,596	
	給料手当	12,162,328	11,777,718	11,677,656	11,748,406	11,932,577	59,298,685	11,859,737	
	給料手当振替額（貸方）	△ 134,042	△ 129,557	△ 128,391	△ 129,191	△ 131,232	△ 652,413	△ 130,483	▲表示で記載
	退職給与金 ※1	1,378,271	1,351,686	1,563,764	1,470,576	1,387,653	7,151,950	1,430,390	
	厚生費	2,497,343	2,437,748	2,423,728	2,437,213	2,472,017	12,268,049	2,453,610	
	委託検針費	175,814	－	－	－	－	175,814	35,163	
	委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	
	雑給	1,683,383	1,896,364	1,883,654	1,875,459	1,822,035	9,160,895	1,832,179	
	（人件費計）	17,857,693	17,428,555	17,515,007	17,497,059	17,577,646	87,875,960	17,575,192	
	修繕費 ※2	1,968,366	2,255,376	2,310,233	2,409,314	2,482,397	11,425,686	2,285,137	
	研究費	442,090	434,036	430,587	430,887	430,587	2,168,187	433,637	
	消耗品費	960,694	835,199	1,236,017	785,036	779,192	4,596,138	919,228	
	損害保険料	7,029	7,029	7,029	7,029	7,029	35,145	7,029	
	養成費	216,509	222,209	215,509	225,709	220,509	1,100,445	220,089	
	建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 1,746	△ 1,747	△ 1,747	△ 1,746	△ 1,745	△ 8,731	△ 1,746	▲表示で記載
	委託費 ※3	14,868,620	15,261,435	15,480,221	15,520,050	16,068,661	77,198,987	15,439,797	
	普及開発関係費	185,828	177,837	140,838	152,812	140,669	797,984	159,597	
	諸費 ※4	2,168,028	2,082,153	2,092,521	2,080,034	2,066,392	10,489,128	2,097,826	
	電気事業雑収益 ※5	△ 858,000	△ 858,000	△ 858,000	△ 858,000	△ 858,000	△ 4,290,000	△ 858,000	▲表示で記載
第１区分費用計		37,815,111	37,844,082	38,568,215	38,248,184	38,913,337	191,388,929	38,277,786	
	修繕費 ※6	15,260,906	14,402,588	14,012,200	13,874,654	13,690,666	71,241,014	14,248,203	
	委託費 ※7	1,040,340	1,402,600	897,164	807,155	990,821	5,138,080	1,027,616	
	諸費 ※8	254	2,244	2,213	2,182	2,149	9,042	1,808	
	減価償却費 ※9	669,723	2,290,347	4,137,965	5,802,204	7,693,921	20,594,160	4,118,832	
	固定資産税 ※10	－	315,656	674,487	1,029,821	1,372,203	3,392,167	678,433	
第２区分費用計		16,971,223	18,413,435	19,724,029	21,516,016	23,749,760	100,374,463	20,074,893	
次世代投資費用		1,706,937	2,094,016	2,852,732	3,805,067	4,146,861	14,605,613	2,921,123	
	修繕費 ※11	11,271,527	10,966,414	10,898,138	10,726,634	10,511,292	54,374,005	10,874,801	
	委託費 ※12	1,794,585	1,769,710	1,757,329	1,739,117	1,721,844	8,782,585	1,756,517	
	固定資産除却費	6,194,351	6,265,630	6,066,892	6,676,345	5,253,984	30,457,202	6,091,440	
	賃借料 ※13	2,822,491	2,809,758	2,879,447	2,863,388	2,862,938	14,238,022	2,847,604	
	託送料 ※14	481,238	481,238	481,238	481,238	481,238	2,406,190	481,238	
	共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	
	共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	
	地帯間購入送電費	18,653	18,653	18,653	18,653	18,653	93,265	18,653	
	一般送配電事業等に係る電力料 ※15	63,330	63,012	62,693	62,375	62,057	313,467	62,693	
	需給調整市場手数料 ※16	11,009	63,991	63,991	63,991	64,176	267,158	53,432	
	電力費振替勘定（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	開発費	－	－	－	－	－	－	－	
	株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	
	社債発行費	9,946	9,947	9,947	9,946	9,940	49,726	9,945	
	開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	廃炉等負担金	－	－	－	－	－	－	－	
	離島等供給に係る費用 ※17	92,470	84,982	83,910	101,275	201,040	563,677	112,735	
	離島等供給に係る収益 ※18	△ 6,370	△ 6,312	△ 6,254	△ 6,195	△ 6,120	△ 31,251	△ 6,250	▲表示で記載
	（何）	－	－	－	－	－	－	－	
第３区分費用計		22,753,230	22,527,023	22,315,984	22,736,767	21,181,042	111,514,046	22,302,809	
	地帯間販売送電料	△ 51,433	△ 51,433	△ 51,433	△ 51,433	△ 51,433	△ 257,165	△ 51,433	▲表示で記載
	地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	託送収益 ※19	△ 501,446	△ 477,023	△ 477,023	△ 424,301	△ 424,301	△ 2,304,094	△ 460,819	▲表示で記載
	事業者間精算収益	△ 1,415,686	△ 1,415,686	△ 1,415,686	△ 1,415,686	△ 1,415,686	△ 7,078,430	△ 1,415,686	▲表示で記載
	電気事業雑収益 ※20	△ 3,898,769	△ 4,044,728	△ 3,904,997	△ 4,020,669	△ 4,020,669	△ 19,889,832	△ 3,977,966	▲表示で記載
	預金利息	△ 9,489	△ 9,489	△ 9,489	△ 9,489	△ 9,489	△ 47,445	△ 9,489	▲表示で記載
控除収益計		△ 5,876,823	△ 5,998,359	△ 5,858,628	△ 5,921,578	△ 5,921,578	△ 29,576,966	△ 5,915,393	

	減価償却費 ※21	21,719,512	20,599,793	19,824,787	17,472,850	15,793,043	95,409,985	19,081,997	
	退職給与金 ※22	△ 122,392	△ 56,790	△ 26,350	△ 12,226	△ 5,674	△ 223,432	△ 44,686	
	ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	－	－	－	－	－	－	－	
	賃借料 ※23	1,859,856	1,859,856	1,859,856	1,859,856	1,859,856	9,299,280	1,859,856	
	諸費 ※24	513,424	508,155	508,957	508,927	508,844	2,548,307	509,661	
	貸倒損	2,693	2,693	2,693	2,693	2,693	13,465	2,693	貸方の場合は▲表示で記載
	振替損失調整額	173,702	173,702	173,702	173,702	173,702	868,510	173,702	
	インバランス収支過不足額 ※25	△ 331,146	△ 331,146	△ 331,146	△ 331,146	△ 331,145	△ 1,655,729	△ 331,146	貸方の場合は▲表示で記載
	電源開発促進税	10,314,750	10,265,250	10,241,625	10,226,250	10,241,625	51,289,500	10,257,900	
	事業税	1,662,203	1,680,644	1,709,076	1,704,126	1,701,735	8,457,784	1,691,557	
	雑税	114,776	114,776	114,776	114,776	114,776	573,880	114,776	
	法人税等	2,024,988	2,025,120	2,025,139	2,024,833	2,023,075	10,123,155	2,024,631	
	賠償負担金相当金	1,207,193	1,207,193	1,207,193	1,207,193	1,207,193	6,035,965	1,207,193	
	廃炉円滑化負担金相当金	49,563	49,563	49,563	49,563	49,563	247,815	49,563	
	固定資産税 ※26	5,600,548	5,355,187	5,034,133	4,729,898	4,440,430	25,160,196	5,032,039	
	調整力の確保に要する費用 ※27	213,982	4,304,022	1,607,895	2,648,029	4,063,396	12,837,324	2,567,465	貸方の場合は▲表示で記載
	再給電に要する費用 ※28	－	－	－	－	－	－	－	
制御不能費用計		45,003,652	47,758,018	44,001,899	42,379,324	41,843,112	220,986,005	44,197,201	
	託送料 ※29	612,135	582,449	555,653	503,086	548,602	2,801,925	560,385	
	補償費	403,280	536,480	1,089,680	403,280	403,280	2,836,000	567,200	
	事業者間精算費	327,700	327,700	327,700	327,700	327,700	1,638,500	327,700	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	－	－	－	－	－	－	－	
	調整力の確保に要する費用 ※31	13,382,016	18,302,230	19,676,062	18,351,711	18,369,091	88,081,110	17,616,222	
	発電抑制に要する費用 ※32	370	1,120	1,120	1,120	2,230	5,960	1,192	
事後検証費用		14,725,501	19,749,979	21,650,215	19,586,897	19,650,903	95,363,495	19,072,699	
事業報酬		6,933,037	7,064,624	7,177,443	7,301,839	7,384,526	35,861,469	7,172,294	
追加事業報酬		21,907	20,206	18,644	17,214	15,897	93,868	18,774	
収入の見通し計		140,053,775	149,473,024	150,450,533	149,669,730	150,963,860	740,610,922	148,122,184	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。
※6：取替修繕費及び修繕費であって配電設備及び業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※7：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※8：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※9：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※10：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する税額に限る。
※11：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※12：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※13：第６条に規定するものを除く。
※14：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※15：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※16：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※17：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※18：送配電等業務に係る収益を除く。
※19：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。
※20：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。
※21：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※22：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。
※23：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
※24：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。
※25：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。
※26：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。
※27：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。
※28：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。
※29：連系線の増強等に係る費用に限る。
※30：災害等扶助交付金を含む。
※31：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等（再生可能エネルギー電気特措法第２条第５項に規定する認定発電設備（同条第３項第１号に掲げる太陽光及び同項第２号に掲げる風力を電気に変換するものに限る。）から供出される電力量について、翌日市場（一般社団法人日本卸電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行うための卸電力取引市場をいう。）の売買取引が行われる日の午前六時における一般送配電事業者による予測値と当該売買取引に係る電力の受渡しを行う一時間前における当該一般送配電事業者による予測値との差を調整するための調整電源等を除く。）を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。
※32：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

様式第２（第３条から第１１条まで関係）

第１表

第１区分費用明細表

（単位：千円）

	N-6年度	N-5年度	N-4年度	N-3年度	N-2年度	参照期間		N年度	N+1年度	N+2年度	N+3年度	N+4年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
役員給与	195,247	176,559	173,577	81,194	94,132	720,709	144,142	94,596	94,596	94,596	94,596	94,596	472,980	94,596	
給料手当	16,988,465	16,876,686	17,337,521	14,779,093	14,930,751	80,912,516	16,182,503	12,162,328	11,777,718	11,677,656	11,748,406	11,932,577	59,298,685	11,859,737	
給料手当振替額（貸方）	△ 172,841	△ 168,643	△ 151,567	△ 164,434	△ 163,193	△ 820,678	△ 164,136	△ 134,042	△ 129,557	△ 128,391	△ 129,191	△ 131,232	△ 652,413	△ 130,483	▲表示で記載
退職給与金 ※1	3,005,636	2,382,821	2,275,900	1,766,173	1,537,108	10,967,638	2,193,528	1,378,271	1,351,686	1,563,764	1,470,576	1,387,653	7,151,950	1,430,390	
厚生費	3,381,149	3,398,657	3,532,956	2,985,357	2,905,063	16,203,182	3,240,636	2,497,343	2,437,748	2,423,728	2,437,213	2,472,017	12,268,049	2,453,610	
委託検針費	896,950	892,866	687,154	676,390	522,009	3,675,369	735,074	175,814	－	－	－	－	175,814	35,163	
委託集金費	12,859	3,151	－	－	－	16,010	3,202	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	1,163,838	1,342,404	1,692,689	1,487,431	1,611,849	7,298,211	1,459,642	1,683,383	1,896,364	1,883,654	1,875,459	1,822,035	9,160,895	1,832,179	
修繕費 ※2	1,805,382	1,827,008	2,232,863	2,048,456	1,960,966	9,874,675	1,974,935	1,968,366	2,255,376	2,310,233	2,409,314	2,482,397	11,425,686	2,285,137	
研究費	539,509	451,571	595,243	689,557	652,686	2,928,566	585,713	442,090	434,036	430,587	430,887	430,587	2,168,187	433,637	
消耗品費	621,329	903,542	1,447,829	922,696	665,443	4,560,839	912,168	960,694	835,199	1,236,017	785,036	779,192	4,596,138	919,228	
損害保険料	8,674	12,329	13,143	14,078	7,029	55,253	11,051	7,029	7,029	7,029	7,029	7,029	35,145	7,029	
養成費	227,200	214,790	206,138	93,972	129,250	871,350	174,270	216,509	222,209	215,509	225,709	220,509	1,100,445	220,089	
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 551	△ 2,099	△ 3,799	△ 1,752	△ 531	△ 8,732	△ 1,746	△ 1,746	△ 1,747	△ 1,747	△ 1,746	△ 1,745	△ 8,731	△ 1,746	▲表示で記載
委託費 ※3	5,571,987	5,825,867	6,725,347	9,596,586	9,710,261	37,430,048	7,486,010	14,868,620	15,261,435	15,480,221	15,520,050	16,068,661	77,198,987	15,439,797	
普及開発関係費	147,397	113,652	134,359	147,446	112,155	655,009	131,002	185,828	177,837	140,838	152,812	140,669	797,984	159,597	
諸費 ※4	2,002,327	2,153,536	2,314,144	1,525,143	1,493,315	9,488,465	1,897,693	2,168,028	2,082,153	2,092,521	2,080,034	2,066,392	10,489,128	2,097,826	
電気事業雑収益 ※5	－	－	－	△ 909,775	△ 830,869	△ 1,740,644	△ 348,129	△ 858,000	△ 858,000	△ 858,000	△ 858,000	△ 858,000	△ 4,290,000	△ 858,000	▲表示で記載
第１区分費用計	36,394,557	36,404,697	39,213,497	35,737,611	35,337,424	183,087,786	36,617,557	37,815,111	37,844,082	38,568,215	38,248,184	38,913,337	191,388,929	38,277,786	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。

≪項目別明細表≫

（１）第３条第３項関係

［役員給与］

（単位：千円）

		N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内取締役報酬		150,757	134,927	132,595	58,394	67,132	543,805	108,761	67,596	67,596	67,596	67,596	67,596	337,980	67,596	
社外取締役報酬		10,468	9,107	8,965	－	－	28,540	5,708	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役報酬		26,171	23,418	23,052	22,800	27,000	122,441	24,488	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	135,000	27,000	
社外監査役報酬		7,851	9,107	8,965	－	－	25,923	5,185	－	－	－	－	－	－	－	
合計		195,247	176,559	173,577	81,194	94,132	720,709	144,142	94,596	94,596	94,596	94,596	94,596	472,980	94,596	
社内取締役	役員数（人）	11	11	10	4	4	40	8	4	4	4	4	4	20	4	N-4年度以前は一体会社時代の役員数を記載
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	13,705	12,266	13,260	14,599	16,783	70,612	14,122	16,899	16,899	16,899	16,899	16,899	84,495	16,899	
社外取締役	役員数（人）	4	3	3	－	－	10	2	－	－	－	－	－	－	－	N-4年度以前は一体会社時代の役員数を記載
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	2,617	3,036	2,988	－	－	8,641	1,728	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役	役員数（人）	2	3	2	2	2	11	2	2	2	2	2	2	10	2	N-4年度以前は一体会社時代の役員数を記載
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	13,086	7,806	11,526	11,400	13,500	57,318	11,464	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	67,500	13,500	
社外監査役	役員数（人）	3	3	3	－	－	9	2	－	－	－	－	－	－	－	N-4年度以前は一体会社時代の役員数を記載
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	2,617	3,036	2,988	－	－	8,641	1,728	－	－	－	－	－	－	－	

［給料手当］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
基準賃金	11,187,045	11,001,270	10,922,532	8,890,914	9,167,148	51,168,909	10,233,782	9,263,576	9,258,967	9,226,706	9,208,271	9,258,967	46,216,487	9,243,297	
基準外賃金	2,620,698	2,610,348	2,589,952	2,423,968	2,356,575	12,601,541	2,520,308	2,355,390	2,354,218	2,346,015	2,341,329	2,354,218	11,751,170	2,350,234	
諸給与金	3,704,915	3,731,015	4,344,513	3,590,574	3,582,734	18,953,751	3,790,750	3,579,810	3,578,029	3,565,562	3,558,438	3,578,029	17,859,868	3,571,974	
控除口（貸方）	△ 532,188	△ 523,398	△ 519,476	△ 126,363	△ 175,706	△ 1,877,131	△ 375,426	△ 3,036,448	△ 3,413,496	△ 3,460,627	△ 3,359,632	△ 3,258,637	△ 16,528,840	△ 3,305,768	
その他（建設費からの振替）	7,995	57,451	－	－	－	65,446	13,089	－	－	－	－	－	－	－	
附帯事業振替額	△ 1,205	△ 1,129	△ 1,438	△ 9,161	△ 12,229	△ 25,162	△ 5,032	△ 10,668	△ 10,067	△ 9,912	△ 9,997	△ 10,178	△ 50,822	△ 10,164	附帯事業振替額は給料手当振替額に包含
合計	16,988,465	16,876,686	17,337,521	14,779,093	14,930,751	80,912,516	16,182,503	12,162,328	11,777,718	11,677,656	11,748,406	11,932,577	59,298,685	11,859,737	
平均経費人員（人）	2,459	2,448	2,418	2,011	2,011	11,347	2,269	2,010	2,009	2,002	1,998	2,009	10,028	2,006	
平均基準賃金（千円/月）	379	374	376	368	380	1,878	376	384	384	384	384	384	1,920	384	

［退職給与金］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
引当金増加額	△ 586,035	△ 610,438	△ 503,742	△ 296,271	△ 229,918	△ 2,226,404	△ 445,281	△ 227,158	△ 233,916	△ 774,274	△ 586,209	△ 376,524	△ 2,198,081	△ 439,616	
実払額	1,692,334	1,654,348	1,472,904	968,627	746,672	6,534,885	1,306,977	582,810	563,490	1,319,475	1,040,250	742,065	4,248,090	849,618	
年金保険料	1,899,337	1,338,911	1,306,738	1,093,817	1,020,354	6,659,157	1,331,831	1,022,619	1,022,112	1,018,563	1,016,535	1,022,112	5,101,941	1,020,388	
合計	3,005,636	2,382,821	2,275,900	1,766,173	1,537,108	10,967,638	2,193,528	1,378,271	1,351,686	1,563,764	1,470,576	1,387,653	7,151,950	1,430,390	

［厚生費］

（単位：千円）

		N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法定厚生費	健康保険料	972,624	935,442	938,972	640,341	815,246	4,302,625	860,525	665,610	645,120	638,862	643,605	653,184	3,246,381	649,276	
	介護保険料	94,547	90,296	90,788	69,063	87,883	432,577	86,515	76,646	78,624	82,369	86,215	90,720	414,574	82,915	
	労災保険料	38,205	37,851	36,463	31,208	32,609	176,336	35,267	26,221	26,208	26,117	26,065	26,208	130,819	26,164	
	雇用保険料	104,980	101,434	102,207	70,927	89,755	469,303	93,861	104,884	100,800	100,450	100,250	102,816	509,200	101,840	
	厚生年金保険料	1,554,155	1,497,388	1,504,521	1,034,698	1,323,461	6,914,223	1,382,845	1,081,112	1,046,304	1,036,644	1,042,600	1,058,400	5,265,060	1,053,012	
	労災補償費	42	－	－	－	－	42	8	－	－	－	－	－	－	－	
	健康診断費	20,691	21,555	20,792	14,080	13,612	90,730	18,146	13,625	13,618	13,571	13,544	13,618	67,976	13,595	
	児童手当拠出金	37,375	47,541	59,185	40,290	51,669	236,060	47,212	42,357	40,320	40,180	40,100	40,320	203,277	40,655	
	その他	△ 85,971	5,949	91,083	523,831	4,395	539,287	107,857	－	－	－	－	－	－	－	
	附帯事業振替額	△ 142	△ 150	△ 153	△ 463	△ 486	△ 1,394	△ 279	△ 383	△ 343	△ 345	△ 352	△ 345	△ 1,768	△ 354	
	計	2,736,506	2,737,306	2,843,858	2,423,975	2,418,144	13,159,789	2,631,958	2,010,072	1,950,651	1,937,848	1,952,027	1,984,921	9,835,519	1,967,104	
一般厚生費	安全衛生管理費	88,811	83,281	131,282	171,333	109,113	583,820	116,764	109,113	109,113	109,113	109,113	109,113	545,565	109,113	
	保健費・厚生施設費	14,437	13,349	13,171	9,425	4,838	55,220	11,044	4,838	4,838	4,838	4,838	4,838	24,190	4,838	
	文化体育費	27,648	52,163	37,905	26,105	22,715	166,536	33,307	22,715	22,715	22,715	22,715	22,715	113,575	22,715	
	共済会・医療共済助成費	21,050	21,045	21,281	14,669	11,152	89,197	17,839	11,162	11,157	11,118	11,096	11,157	55,690	11,138	
	拠出型企業年金保険	327,624	324,350	322,714	269,906	268,651	1,513,245	302,649	268,917	268,783	267,850	267,317	268,783	1,341,650	268,330	
	ライフサポート助成制度	48,165	72,065	71,002	59,333	59,884	310,449	62,090	59,943	59,914	59,705	59,587	59,914	299,063	59,813	
	持株助成金	36,045	14,613	13,691	10,706	10,499	85,554	17,111	10,509	10,503	10,467	10,446	10,503	52,428	10,486	
	雑給	82,909	83,776	81,818	1	－	248,504	49,701	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	△ 2,017	△ 3,259	△ 3,731	35	169	△ 8,803	△ 1,761	169	169	169	169	169	845	169	
	附帯事業振替額	△ 29	△ 32	△ 35	△ 131	△ 102	△ 329	△ 66	△ 95	△ 95	△ 95	△ 95	△ 96	△ 476	△ 95	
	計	644,643	661,351	689,098	561,382	486,919	3,043,393	608,679	487,271	487,097	485,880	485,186	487,096	2,432,530	486,506	
合計		3,381,149	3,398,657	3,532,956	2,985,357	2,905,063	16,203,182	3,240,636	2,497,343	2,437,748	2,423,728	2,437,213	2,472,017	12,268,049	2,453,610	

［雑給］

（単位：千円）

		N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
嘱託給	雑給	1,059,755	1,302,609	1,663,560	1,468,851	1,578,055	7,072,830	1,414,566	1,648,287	1,856,820	1,844,391	1,836,375	1,784,081	8,969,954	1,793,991	
	計	1,059,755	1,302,609	1,663,560	1,468,851	1,578,055	7,072,830	1,414,566	1,648,287	1,856,820	1,844,391	1,836,375	1,784,081	8,969,954	1,793,991	
嘱託員平均人員（人）		246	292	350	341	345	1,574	315	373	420	417	415	403	2,028	406	
臨時用給		104,134	39,866	29,214	18,850	34,096	226,160	45,232	35,435	39,900	39,615	39,425	38,285	192,660	38,532	
その他		4	2	－	－	－	6	1	－	－	－	－	－	－	－	
附帯事業振替額		△ 55	△ 73	△ 85	△ 270	△ 302	△ 785	△ 157	△ 339	△ 356	△ 352	△ 341	△ 331	△ 1,719	△ 344	
合計		1,163,838	1,342,404	1,692,689	1,487,431	1,611,849	7,298,211	1,459,642	1,683,383	1,896,364	1,883,654	1,875,459	1,822,035	9,160,895	1,832,179	

［研究費］

（単位：千円）

		N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内研究費	送電関連研究	24,311	13,130	32,466	10,251	10,761	90,919	18,184	11,060	10,390	11,000	14,000	14,000	60,450	12,090	
	変電関連研究	－	6,844	－	－	－	6,844	1,369	5,000	5,000	6,000	8,000	6,000	30,000	6,000	
	配電関連研究	76,252	62,938	64,325	49,721	49,335	302,571	60,514	58,490	55,490	49,990	47,490	50,490	261,950	52,390	
	給電関連研究	21,663	22,521	33,627	－	－	77,811	15,562	9,300	4,400	4,400	2,200	1,200	21,500	4,300	
	その他	35,897	30,520	78,002	271	533	145,223	29,045	14,020	14,020	14,020	14,020	14,020	70,100	14,020	
	計	158,123	135,953	208,420	60,243	60,629	623,368	124,674	97,870	89,300	85,410	85,710	85,710	444,000	88,800	
委託研究費	電中研分担金	310,218	259,850	312,080	296,394	304,130	1,482,672	296,534	210,213	210,213	210,213	210,213	210,213	1,051,065	210,213	
	送電関連研究	1,543	1,448	2,654	9,055	4,604	19,304	3,861	1,089	994	994	994	994	5,065	1,013	
	変電関連研究	6,170	5,343	3,405	4,693	5,030	24,641	4,928	5,598	6,209	6,350	6,350	6,350	30,857	6,171	
	配電関連研究	1,690	542	3,498	2,740	1,146	9,616	1,923	6,150	6,150	6,150	6,150	6,150	30,750	6,150	
	給電関連研究	6,627	3,556	3,773	3,072	2,990	20,018	4,004	3,000	3,000	3,300	3,300	3,000	15,600	3,120	
	その他	55,138	44,879	61,413	313,360	274,157	748,947	149,789	118,170	118,170	118,170	118,170	118,170	590,850	118,170	
	計	381,386	315,618	386,823	629,314	592,057	2,305,198	461,040	344,220	344,736	345,177	345,177	344,877	1,724,187	344,837	
合計		539,509	451,571	595,243	689,557	652,686	2,928,566	585,713	442,090	434,036	430,587	430,887	430,587	2,168,187	433,637	

［養成費］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
研修施設運営費	40,808	37,443	37,995	94	101	116,441	23,288	97	97	97	97	97	485	97	
その他	186,392	177,347	168,143	93,878	129,149	754,909	150,982	216,412	222,112	215,412	225,612	220,412	1,099,960	219,992	
合計	227,200	214,790	206,138	93,972	129,250	871,350	174,270	216,509	222,209	215,509	225,709	220,509	1,100,445	220,089	

［委託費］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
委託運転費	8,192	8,541	8,329	9,180	9,386	43,628	8,726	9,386	9,386	9,386	9,386	9,386	46,930	9,386	
システム・ソフトウェア関連業務委託	1,849,277	2,029,875	2,317,716	1,844,725	2,068,781	10,110,374	2,022,075	2,136,947	2,063,706	2,313,093	2,432,730	2,696,088	11,642,564	2,328,513	
送電設備関連業務委託	432,870	366,025	468,095	444,260	388,107	2,099,357	419,871	2,054,872	1,976,130	1,965,213	1,945,276	1,926,799	9,868,290	1,973,658	
変電設備関連業務委託	126,971	128,651	178,226	424,403	430,983	1,289,234	257,847	2,272,081	2,168,342	2,147,741	2,127,139	2,106,537	10,821,840	2,164,368	
配電設備関連業務委託	1,396,890	1,388,254	1,512,790	1,343,953	1,338,436	6,980,323	1,396,065	2,577,922	2,935,580	2,981,291	2,972,496	2,906,407	14,373,696	2,874,739	
給電設備関連業務委託	99,615	101,812	112,435	138,232	150,107	602,201	120,440	182,125	205,509	218,618	179,026	175,366	960,644	192,129	
託送契約受付業務委託	146,190	157,436	190,953	177,728	254,308	926,615	185,323	572,944	498,039	523,839	515,789	500,789	2,611,400	522,280	
その他業務委託	1,511,982	1,645,273	1,936,803	5,214,105	5,070,153	15,378,316	3,075,663	5,062,343	5,404,743	5,321,040	5,338,208	5,747,289	26,873,623	5,374,725	
合計	5,571,987	5,825,867	6,725,347	9,596,586	9,710,261	37,430,048	7,486,010	14,868,620	15,261,435	15,480,221	15,520,050	16,068,661	77,198,987	15,439,797	

［普及開発関係費］

（単位：千円）

	N-6年度	N-5年度	N-4年度	N-3年度	N-2年度	参照期間		N年度	N+1年度	N+2年度	N+3年度	N+4年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
停電周知費用	96,376	74,324	87,846	76,505	74,569	409,620	81,924	78,459	80,459	78,459	78,459	78,459	394,295	78,859	
その他	51,021	39,328	46,513	70,941	37,586	245,389	49,078	107,369	97,378	62,379	74,353	62,210	403,689	80,738	
合計	147,397	113,652	134,359	147,446	112,155	655,009	131,002	185,828	177,837	140,838	152,812	140,669	797,984	159,597	

［諸費］

（単位：千円）

	N-6年度	N-5年度	N-4年度	N-3年度	N-2年度	参照期間		N年度	N+1年度	N+2年度	N+3年度	N+4年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
通信運搬費	1,283,160	1,423,897	1,486,693	975,835	949,617	6,119,202	1,223,840	1,149,200	1,151,942	1,150,841	1,140,395	1,136,646	5,729,024	1,145,805	
旅費	238,934	241,017	251,086	111,075	122,245	964,357	192,871	234,184	234,184	234,184	234,184	234,184	1,170,920	234,184	
団体費	24,039	24,058	23,870	－	－	71,967	14,393	－	－	－	－	－	－	－	
その他	456,194	464,564	552,495	438,233	421,453	2,332,939	466,588	784,644	696,027	707,496	705,455	695,562	3,589,184	717,837	
合計	2,002,327	2,153,536	2,314,144	1,525,143	1,493,315	9,488,465	1,897,693	2,168,028	2,082,153	2,092,521	2,080,034	2,066,392	10,489,128	2,097,826	

第２表

第２区分費用明細表

（単位：千円）

		N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
連系線・基幹系統	減価償却費 ※1	－	－	－	－	－	－	－	79,681	202,978	274,754	395,643	498,086	1,451,142	290,228	
	固定資産税 ※2	－	－	－	－	－	－	－	－	53,108	81,228	104,505	152,389	391,230	78,246	
	計	－	－	－	－	－	－	－	79,681	256,086	355,982	500,148	650,475	1,842,372	368,474	
ローカル系統	減価償却費 ※3	－	－	－	－	－	－	－	279,594	846,760	1,383,456	1,955,458	2,440,090	6,905,358	1,381,072	
	固定資産税 ※4	－	－	－	－	－	－	－	－	157,352	340,109	507,995	659,894	1,665,350	333,070	
	計	－	－	－	－	－	－	－	279,594	1,004,112	1,723,565	2,463,453	3,099,984	8,570,708	1,714,142	
配電系統	修繕費 ※5	14,699,099	15,134,766	15,260,340	14,053,194	14,252,018	73,399,417	14,679,883	15,260,906	14,402,588	14,012,200	13,874,654	13,690,666	71,241,014	14,248,203	
	減価償却費 ※6	－	－	－	－	－	－	－	186,333	587,373	971,494	1,343,537	1,713,851	4,802,588	960,518	
	固定資産税 ※7	－	－	－	－	－	－	－	－	69,972	169,981	257,491	341,683	839,127	167,825	
	計	14,699,099	15,134,766	15,260,340	14,053,194	14,252,018	73,399,417	14,679,883	15,447,239	15,059,933	15,153,675	15,475,682	15,746,200	76,882,729	15,376,546	
その他投資	修繕費 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	委託費 ※9	1,312,363	1,699,440	1,991,522	3,385,692	940,226	9,329,243	1,865,849	1,040,340	1,402,600	897,164	807,155	990,821	5,138,080	1,027,616	
	諸費 ※10	－	－	－	－	－	－	－	254	2,244	2,213	2,182	2,149	9,042	1,808	
	減価償却費 ※11	－	－	－	－	－	－	－	124,115	653,236	1,508,261	2,107,566	3,041,894	7,435,072	1,487,014	
	固定資産税 ※12	－	－	－	－	－	－	－		35,224	83,169	159,830	218,237	496,460	99,292	
	計	1,312,363	1,699,440	1,991,522	3,385,692	940,226	9,329,243	1,865,849	1,164,709	2,093,304	2,490,807	3,076,733	4,253,101	13,078,654	2,615,731	
第２区分費用計		16,011,462	16,834,206	17,251,862	17,438,886	15,192,244	82,728,660	16,545,732	16,971,223	18,413,435	19,724,029	21,516,016	23,749,760	100,374,463	20,074,893	

（記載注意）

※1：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※2：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※3：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※4：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※5：取替修繕費であって配電設備に係るもの及び修繕費であって配電設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※6：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※7：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※8：取替修繕費であって業務設備に係るもの及び修繕費であって業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※9：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※10：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※11：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する減価償却費に限る。
※12：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する税額に限る。

≪項目別明細表≫

（１）第４条第３項から第５項まで関係

［設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

			N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
拡充投資	連系線・基幹系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		変電設備	－	－	1,756,131	－	－	1,756,131	351,226	1,670,253	－	－	31,629	－	1,701,882	340,376	
		計	－	－	1,756,131	－	－	1,756,131	351,226	1,670,253	－	－	31,629	－	1,701,882	340,376	
	ローカル系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	1,651,612	3,974,621	271,786	1,655,050	519,918	8,072,987	1,614,597	1,003,762	1,232,113	1,448,863	1,794,268	1,063,925	6,542,931	1,308,586	
		変電設備	1,675,790	1,384,855	1,282,387	1,184,748	389,514	5,917,294	1,183,459	462,646	206,269	353,010	252,679	284,125	1,558,729	311,746	
		計	3,327,402	5,359,476	1,554,173	2,839,798	909,432	13,990,281	2,798,056	1,466,408	1,438,382	1,801,873	2,046,947	1,348,050	8,101,660	1,620,332	
	配電系統		9,169,517	8,419,586	7,955,198	8,248,536	8,112,407	41,905,244	8,381,049	8,674,541	8,365,672	7,735,874	7,634,428	7,458,416	39,868,931	7,973,786	
	拡充投資計		12,496,919	13,779,062	11,265,502	11,088,334	9,021,839	57,651,656	11,530,331	11,811,202	9,804,054	9,537,747	9,713,004	8,806,466	49,672,473	9,934,495	
更新投資	連系線・基幹系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	360,027	671,460	1,010,916	1,120,519	1,326,525	4,489,447	897,889	1,836,906	2,181,392	1,413,927	2,137,594	1,759,754	9,329,573	1,865,915	
		変電設備	242,101	678,484	376,051	812,112	980,384	3,089,132	617,826	573,113	244,050	657,601	1,949,624	528,980	3,953,368	790,674	
		計	602,128	1,349,944	1,386,967	1,932,631	2,306,909	7,578,579	1,515,716	2,410,019	2,425,442	2,071,528	4,087,218	2,288,734	13,282,941	2,656,588	
	ローカル系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	6,018,476	8,936,485	7,411,105	9,340,257	7,237,968	38,944,291	7,788,858	8,104,469	7,206,745	7,190,794	7,269,886	7,295,758	37,067,652	7,413,530	
		変電設備	3,908,829	4,157,161	4,686,947	6,852,868	4,799,264	24,405,069	4,881,014	5,107,872	5,119,447	5,982,794	5,269,880	4,267,188	25,747,181	5,149,436	
		計	9,927,305	13,093,646	12,098,052	16,193,125	12,037,232	63,349,360	12,669,872	13,212,341	12,326,192	13,173,588	12,539,766	11,562,946	62,814,833	12,562,967	
	配電系統		12,823,291	13,112,201	13,350,405	12,392,516	13,135,312	64,813,725	12,962,745	13,651,306	13,229,507	13,028,620	12,919,395	12,804,726	65,633,554	13,126,711	
	更新投資計		23,352,724	27,555,791	26,835,424	30,518,272	27,479,453	135,741,664	27,148,333	29,273,666	27,981,141	28,273,736	29,546,379	26,656,406	141,731,328	28,346,266	
合計			35,849,643	41,334,853	38,100,926	41,606,606	36,501,292	193,393,320	38,678,664	41,084,868	37,785,195	37,811,483	39,259,383	35,462,872	191,403,801	38,280,760	
修繕費振替額（配電）			△ 15,021,592	△ 14,296,200	△ 14,388,900	△ 13,100,800	△ 13,573,199	△ 70,380,691	△ 14,076,138	△ 14,510,402	△ 13,640,818	△ 13,269,139	△ 13,136,203	△ 12,947,340	△ 67,503,902	△ 13,500,780	▲表示で記載

≪項目別明細表≫

（１）第４条第８項関係

［その他の投資に係る設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

	N-6年度	N-5年度	N-4年度	N-3年度	N-2年度	参照期間		N年度	N+1年度	N+2年度	N+3年度	N+4年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
通信工事	1,795,961	1,905,163	1,836,821	1,848,446	1,633,028	9,019,419	1,803,884	1,630,809	3,264,843	2,460,371	2,709,303	2,148,178	12,213,504	2,442,701	
システム開発及び改良	531,263	464,056	429,654	205,074	675,771	2,305,818	461,164	532,663	2,686,659	1,758,604	3,632,423	672,184	9,282,533	1,856,507	
建物関連工事	403,577	416,512	387,489	627,690	992,752	2,828,020	565,604	266,920	414,595	90,151	49,446	66,301	887,413	177,483	
系統・給電設備工事	339,909	679,408	2,971,677	1,174,405	1,630,546	6,795,945	1,359,189	618,007	1,869,147	1,077,176	951,112	828,958	5,344,400	1,068,880	
備品取得	399,867	550,849	711,287	909,596	812,575	3,384,174	676,835	629,524	692,601	556,859	543,990	547,875	2,970,849	594,170	
リース資産取得	51,635	39,604	23,164	20,112	15,940	150,455	30,091	86,323	34,460	67,707	44,966	52,707	286,163	57,233	
用地権利設定※1	159,668	196,547	259,429	95,493	131,707	842,844	168,569	196,334	195,347	194,361	189,476	192,388	967,906	193,581	
その他	5,970	1,523	2,151	9,498	846	19,988	3,998	3,093	3,077	3,062	3,046	3,030	15,308	3,062	
合計	3,687,850	4,253,662	6,621,672	4,890,314	5,893,165	25,346,663	5,069,333	3,963,673	9,160,729	6,208,291	8,123,762	4,511,621	31,968,076	6,393,615	
修繕費振替額（通信）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
（参考）離島等供給に係る設備投資	128,709	－	－	－	－	128,709	25,742	3,578	22,250	216,066	－	295,389	537,283	107,457	

（記載注意）

※1　規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に関して設定された地役権等をいう。

第３表

第３区分費用明細表

（単位：千円）

	N-6年度	N-5年度	N-4年度	N-3年度	N-2年度	参照期間		N年度	N+1年度	N+2年度	N+3年度	N+4年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
修繕費 ※1	11,484,307	10,091,719	11,049,644	11,314,017	10,757,525	54,697,212	10,939,442	11,271,527	10,966,414	10,898,138	10,726,634	10,511,292	54,374,005	10,874,801	
委託費 ※2	1,496,250	1,445,679	1,598,324	1,784,962	1,776,850	8,102,065	1,620,413	1,794,585	1,769,710	1,757,329	1,739,117	1,721,844	8,782,585	1,756,517	
固定資産除却費	4,854,110	4,446,978	4,549,649	5,567,362	5,674,954	25,093,053	5,018,611	6,194,351	6,265,630	6,066,892	6,676,345	5,253,984	30,457,202	6,091,440	
賃借料 ※3	1,302,142	1,373,024	1,571,644	2,754,033	2,698,805	9,699,648	1,939,930	2,822,491	2,809,758	2,879,447	2,863,388	2,862,938	14,238,022	2,847,604	
託送料 ※4	352,956	332,072	322,142	397,659	535,978	1,940,807	388,161	481,238	481,238	481,238	481,238	481,238	2,406,190	481,238	
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	10,323	21,781	18,109	18,757	18,653	87,623	17,525	18,653	18,653	18,653	18,653	18,653	93,265	18,653	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	172,179	179,616	147,158	43,261	84,034	626,248	125,250	63,330	63,012	62,693	62,375	62,057	313,467	62,693	
需給調整市場手数料 ※6	－	－	－	－	5,872	5,872	1,174	11,009	63,991	63,991	63,991	64,176	267,158	53,432	
電力費振替勘定（貸方）	△ 17,257	△ 15,598	△ 2,864	－	－	△ 35,719	△ 7,144	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	139,572	98,905	133,458	38,197	9,950	420,082	84,016	9,946	9,947	9,947	9,946	9,940	49,726	9,945	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
廃炉等負担金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
離島等供給に係る費用 ※7	88,181	84,001	77,701	76,997	74,443	401,323	80,265	92,470	84,982	83,910	101,275	201,040	563,677	112,735	
離島等供給に係る収益 ※8	△ 5,918	△ 6,219	△ 5,791	△ 5,368	△ 5,941	△ 29,237	△ 5,847	△ 6,370	△ 6,312	△ 6,254	△ 6,195	△ 6,120	△ 31,251	△ 6,250	▲表示で記載
第３区分費用計	19,876,845	18,051,958	19,459,174	21,989,877	21,631,123	101,008,977	20,201,795	22,753,230	22,527,023	22,315,984	22,736,767	21,181,042	111,514,046	22,302,809	

（記載注意）

※1：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※2：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※3：第６条に規定するものを除く。
※4：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※5：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※6：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※7：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※8：送配電等業務に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（１）第５条第３項関係

［修繕費］

（単位：千円）

		N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	設備取替・補修	1,600,155	1,215,403	1,489,537	1,570,008	1,296,350	7,171,453	1,434,291	1,414,689	1,386,034	1,326,040	1,282,669	1,314,610	6,724,042	1,344,808	
	塗装	1,020,489	1,029,056	876,546	956,151	705,794	4,588,036	917,607	748,820	807,753	901,772	897,181	892,617	4,248,143	849,629	
	保安対策	498,990	422,013	450,708	496,565	684,115	2,552,391	510,478	409,646	425,981	369,584	367,708	365,832	1,938,751	387,750	
	第三者要請対応	156,903	177,045	174,971	172,755	186,687	868,361	173,672	197,014	191,499	190,532	189,564	237,613	1,006,222	201,244	
	その他	200,553	134,781	170,820	123,309	145,127	774,590	154,918	248,035	342,919	202,893	206,217	138,321	1,138,385	227,677	
	計	3,477,090	2,978,298	3,162,582	3,318,788	3,018,073	15,954,831	3,190,966	3,018,204	3,154,186	2,990,821	2,943,339	2,948,993	15,055,543	3,011,109	
変電設備	設備取替・補修	1,996,657	1,713,851	1,794,375	2,175,492	2,042,088	9,722,463	1,944,493	1,949,330	1,898,032	1,949,370	1,875,608	1,774,898	9,447,238	1,889,448	
	塗装	147,904	105,214	96,111	106,238	67,000	522,467	104,493	117,299	118,533	117,934	117,335	116,737	587,838	117,568	
	保安対策	42,355	14,256	10,141	8,984	122,435	198,171	39,634	98,879	6,538	6,096	5,289	5,909	122,711	24,542	
	第三者要請対応	47,948	37,391	15,265	－	9,842	110,446	22,089	33,173	15,737	16,547	14,197	15,338	94,992	18,998	
	その他	180,983	163,183	149,994	168,921	158,550	821,631	164,326	321,497	321,320	333,698	327,957	324,528	1,629,000	325,800	
	計	2,415,847	2,033,895	2,065,886	2,459,635	2,399,915	11,375,178	2,275,036	2,520,178	2,360,160	2,423,645	2,340,386	2,237,410	11,881,779	2,376,356	
配電設備	第三者要請対応	483,013	499,728	504,072	547,320	597,576	2,631,709	526,342	218,275	217,178	216,081	214,985	213,888	1,080,407	216,081	
	その他	4,367,292	3,950,713	4,552,852	4,753,860	4,504,634	22,129,351	4,425,870	5,234,803	5,016,242	5,041,251	5,010,674	4,927,169	25,230,139	5,046,028	
	計	4,850,305	4,450,441	5,056,924	5,301,180	5,102,210	24,761,060	4,952,212	5,453,078	5,233,420	5,257,332	5,225,659	5,141,057	26,310,546	5,262,109	
業務設備	第三者要請対応	－	8,009	－	－	－	8,009	1,602	－	1,094	1,088	5,415	1,077	8,674	1,735	
	その他	741,065	621,076	764,252	234,414	237,327	2,598,134	519,627	280,067	217,554	225,252	211,835	182,755	1,117,463	223,493	
	計	741,065	629,085	764,252	234,414	237,327	2,606,143	521,229	280,067	218,648	226,340	217,250	183,832	1,126,137	225,227	
合計		11,484,307	10,091,719	11,049,644	11,314,017	10,757,525	54,697,212	10,939,442	11,271,527	10,966,414	10,898,138	10,726,634	10,511,292	54,374,005	10,874,801	

［委託費］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	839,058	779,508	883,387	935,828	978,752	4,416,533	883,307	907,902	882,059	872,394	866,974	847,934	4,377,263	875,453	
変電設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
配電設備	657,192	666,171	714,937	849,134	798,098	3,685,532	737,106	886,683	887,651	884,935	872,143	873,910	4,405,322	881,064	
業務設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	1,496,250	1,445,679	1,598,324	1,784,962	1,776,850	8,102,065	1,620,413	1,794,585	1,769,710	1,757,329	1,739,117	1,721,844	8,782,585	1,756,517	

［固定資産除却費］

（単位：千円）

		N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	除却損	483,305	586,392	365,087	389,841	473,208	2,297,833	459,567	680,027	580,311	393,575	450,451	428,194	2,532,558	506,512	
	除却費用	1,590,833	1,583,589	1,618,460	1,999,880	2,112,633	8,905,395	1,781,079	2,770,748	2,843,139	2,496,922	2,838,297	2,467,994	13,417,100	2,683,420	
変電設備	除却損	240,510	248,355	284,124	507,084	258,402	1,538,475	307,695	271,877	123,053	179,184	174,815	87,265	836,194	167,239	
	除却費用	835,329	851,961	800,023	1,162,476	1,207,729	4,857,518	971,504	1,311,294	1,156,099	1,321,952	1,052,545	925,415	5,767,305	1,153,461	
配電設備	除却損	480,892	440,270	444,335	493,851	556,885	2,416,233	483,247	443,467	590,765	647,235	834,742	530,014	3,046,223	609,245	
	除却費用	980,983	627,379	331,699	943,795	980,137	3,863,993	772,799	665,718	882,380	961,844	1,234,197	779,646	4,523,785	904,757	
業務設備	除却損	51,851	37,056	258,476	25,836	60,992	434,211	86,842	28,500	50,124	36,989	51,142	19,906	186,661	37,332	
	除却費用	190,407	71,976	447,445	44,599	24,968	779,395	155,879	22,720	39,759	29,191	40,156	15,550	147,376	29,475	
合計	除却損	1,256,558	1,312,073	1,352,022	1,416,612	1,349,487	6,686,752	1,337,350	1,423,871	1,344,253	1,256,983	1,511,150	1,065,379	6,601,636	1,320,327	
	除却費用	3,597,552	3,134,905	3,197,627	4,150,750	4,325,467	18,406,301	3,681,260	4,770,480	4,921,377	4,809,909	5,165,195	4,188,605	23,855,566	4,771,113	

［賃借料］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
借地借家料	865,223	921,249	1,114,157	2,018,963	1,970,799	6,890,391	1,378,078	2,063,691	2,054,773	2,128,273	2,116,026	2,105,935	10,468,698	2,093,740	
機械賃借料	30,766	31,575	32,112	－	－	94,453	18,891	－	－	－	－	－	－	－	
車両リース料	210,687	219,403	214,776	153,914	144,764	943,544	188,709	148,591	147,844	147,098	146,352	145,605	735,490	147,098	
その他	195,466	200,797	210,599	581,156	583,242	1,771,260	354,252	610,209	607,141	604,076	601,010	611,398	3,033,834	606,767	
合計	1,302,142	1,373,024	1,571,644	2,754,033	2,698,805	9,699,648	1,939,930	2,822,491	2,809,758	2,879,447	2,863,388	2,862,938	14,238,022	2,847,604	

［託送料］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
接続供給等に関わる料金	352,956	332,072	322,142	397,659	535,978	1,940,807	388,161	481,238	481,238	481,238	481,238	481,238	2,406,190	481,238	
合計	352,956	332,072	322,142	397,659	535,978	1,940,807	388,161	481,238	481,238	481,238	481,238	481,238	2,406,190	481,238	

第４表

離島等供給に係る費用明細表

（単位：千円）

	N-6年度	N-5年度	N-4年度	N-3年度	N-2年度	参照期間		N年度	N+1年度	N+2年度	N+3年度	N+4年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
役員給与	23	22	22	－	－	67	13	－	－	－	－	－	－	－	
給料手当	2,111	2,262	2,288	－	－	6,661	1,332	－	－	－	－	－	－	－	
給料手当振替額（貸方）	△ 9	△ 13	△ 4	－	－	△ 26	△ 5	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
退職給与金	403	297	352	－	－	1,052	210	－	－	－	－	－	－	－	
厚生費	422	455	459	－	－	1,336	267	－	－	－	－	－	－	－	
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	151	166	183	－	－	500	100	－	－	－	－	－	－	－	
燃料費	20,114	24,868	23,814	18,977	23,919	111,692	22,338	19,060	18,908	18,880	18,876	18,875	94,599	18,920	
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
消耗品費	490	667	472	386	422	2,437	487	443	441	438	436	434	2,192	438	
修繕費	25,073	24,276	28,551	34,881	25,294	138,075	27,615	34,649	27,810	22,771	34,118	49,227	168,575	33,715	
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
賃借料	150	152	152	152	152	758	152	326	325	323	321	320	1,615	323	
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託費	5,538	5,541	5,535	7,767	6,901	31,282	6,256	6,896	6,862	6,827	6,792	6,758	34,135	6,827	
損害保険料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
普及開発関係費	171	151	149	110	138	719	144	128	118	117	141	279	783	157	
養成費	26	27	24	－	－	77	15	－	－	－	－	－	－	－	
研究費	3	12	33	－	－	48	10	－	－	－	－	－	－	－	
諸費	1,131	1,261	1,338	813	792	5,335	1,067	783	779	775	771	767	3,875	775	
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
減価償却費	19,596	21,485	12,303	12,252	12,009	77,645	15,529	24,732	24,871	29,127	32,095	41,878	152,703	30,541	
固定資産税	572	2,273	1,901	1,649	1,433	7,828	1,566	3,820	3,367	3,170	5,937	5,521	21,815	4,363	
雑税	31	62	75	－	－	168	34	－	－	－	－	－	－	－	
固定資産除却費	12,147	－	－	－	3,381	15,528	3,106	－	－	－	－	73,430	73,430	14,686	
共有設備費等分担額	21	21	22	－	－	64	13	－	－	－	－	－	－	－	
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
建設分担関連費振替額（貸方）	△ 18	△ 18	△ 6	－	－	△ 42	△ 8	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	△ 2	△ 3	△ 1	－	△ 6	△ 1	△ 2	△ 1	△ 1	△ 2	△ 3	△ 9	△ 2	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	35	36	41	11	2	125	25	6	5	5	6	12	34	7	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
法人税等	－	－	－	－	－	－	－	1,629	1,497	1,478	1,784	3,542	9,930	1,986	
（何）						－	－						－	－	
離島等供給に係る費用計	88,181	84,001	77,701	76,997	74,443	401,323	80,265	92,470	84,982	83,910	101,275	201,040	563,677	112,735	
（参考）事業報酬	2,333	2,333	2,333	2,333	2,333	11,665	2,333	4,808	4,418	4,363	5,265	10,453	29,307	5,861	

第５表

離島等供給に係る収益明細表

（単位：千円）

	N-6年度	N-5年度	N-4年度	N-3年度	N-2年度	参照期間		N年度	N+1年度	N+2年度	N+3年度	N+4年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
電灯料	△ 2,922	△ 3,057	△ 2,787	△ 2,452	△ 2,862	△ 14,080	△ 2,816	△ 2,887	△ 2,829	△ 2,771	△ 2,712	△ 2,637	△ 13,836	△ 2,767	▲表示で記載
電力料	△ 2,996	△ 3,162	△ 3,004	△ 2,916	△ 3,079	△ 15,157	△ 3,031	△ 3,483	△ 3,483	△ 3,483	△ 3,483	△ 3,483	△ 17,415	△ 3,483	▲表示で記載
離島等供給に係る収益計	△ 5,918	△ 6,219	△ 5,791	△ 5,368	△ 5,941	△ 29,237	△ 5,847	△ 6,370	△ 6,312	△ 6,254	△ 6,195	△ 6,120	△ 31,251	△ 6,250	▲表示で記載

第６表

制御不能費用明細表

（単位：千円）

	N-6年度	N-5年度	N-4年度	N-3年度	N-2年度	参照期間		N年度	N+1年度	N+2年度	N+3年度	N+4年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
減価償却費 ※1	24,733,172	24,781,680	19,264,480	20,418,117	20,076,375	109,273,824	21,854,765	21,719,512	20,599,793	19,824,787	17,472,850	15,793,043	95,409,985	19,081,997	
退職給与金 ※2	398,486	△ 69,536	473,346	786,153	△ 921,538	666,911	133,382	△ 122,392	△ 56,790	△ 26,350	△ 12,226	△ 5,674	△ 223,432	△ 44,686	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	65,842	△ 567,049	△ 324,279	133,641	△ 191,619	△ 883,464	△ 176,693	－	－	－	－	－	－	－	
賃借料 ※3	1,964,684	1,800,516	1,823,169	1,859,137	1,851,782	9,299,288	1,859,858	1,859,856	1,859,856	1,859,856	1,859,856	1,859,856	9,299,280	1,859,856	
諸費 ※4	246,700	211,984	304,803	370,476	410,318	1,544,281	308,856	513,424	508,155	508,957	508,927	508,844	2,548,307	509,661	
貸倒損	1,362	9,876	175	2,999,685	△ 793,710	2,217,388	443,478	2,693	2,693	2,693	2,693	2,693	13,465	2,693	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	367,836	650,451	136,470	104,226	173,702	1,432,685	286,537	173,702	173,702	173,702	173,702	173,702	868,510	173,702	
インバランス収支過不足額 ※5	5,977	576,204	790,176	8,708,645	△ 1,873,604	8,207,398	1,641,480	△ 331,146	△ 331,146	△ 331,146	△ 331,146	△ 331,145	△ 1,655,729	△ 331,146	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	10,903,484	10,658,442	10,306,996	10,187,950	10,569,216	52,626,088	10,525,218	10,314,750	10,265,250	10,241,625	10,226,250	10,241,625	51,289,500	10,257,900	
事業税	1,496,120	1,454,202	1,486,625	1,604,721	1,500,734	7,542,402	1,508,480	1,662,203	1,680,644	1,709,076	1,704,126	1,701,735	8,457,784	1,691,557	
雑税	135,495	137,790	140,203	122,757	106,795	643,040	128,608	114,776	114,776	114,776	114,776	114,776	573,880	114,776	
法人税等	1,163,609	990,890	773,020	1,007,285	3,045,949	6,980,753	1,396,151	2,024,988	2,025,120	2,025,139	2,024,833	2,023,075	10,123,155	2,024,631	
賠償負担金相当金	－	－	－	595,322	1,182,287	1,777,609	355,522	1,207,193	1,207,193	1,207,193	1,207,193	1,207,193	6,035,965	1,207,193	
廃炉円滑化負担金相当金	－	－	－	24,442	48,540	72,982	14,596	49,563	49,563	49,563	49,563	49,563	247,815	49,563	
固定資産税 ※6	5,527,506	5,481,488	5,466,786	5,396,183	5,463,414	27,335,377	5,467,075	5,600,548	5,355,187	5,034,133	4,729,898	4,440,430	25,160,196	5,032,039	
調整力の確保に要する費用 ※7	1,403	1,403	3,800	△ 626	84,248	90,228	18,046	213,982	4,304,022	1,607,895	2,648,029	4,063,396	12,837,324	2,567,465	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
制御不能費用計	47,011,676	46,118,341	40,645,770	54,318,114	40,732,889	228,826,790	45,765,358	45,003,652	47,758,018	44,001,899	42,379,324	41,843,112	220,986,005	44,197,201	

（記載注意）

※1：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※2：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。
※3：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
※4：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。
※5：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。
※6：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。
※7：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び
最終保障供給に係る利益又は損失をいう。
※8：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第６条第３項第１号関係

［減価償却費］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	10,617,608	10,697,440	8,449,303	9,001,439	8,925,223	47,691,013	9,538,203	7,885,322	7,437,046	7,275,544	6,361,722	6,220,420	35,180,054	7,036,011	
変電設備	6,216,871	6,148,408	5,143,527	5,557,439	5,203,484	28,269,729	5,653,946	5,614,541	5,410,469	5,394,083	4,481,284	4,457,301	25,357,678	5,071,536	
配電設備	6,004,587	6,083,158	4,266,744	4,610,312	4,718,422	25,683,223	5,136,645	5,442,253	5,083,364	4,717,560	4,286,094	3,663,974	23,193,245	4,638,649	
業務設備	1,894,106	1,852,674	1,404,906	1,248,927	1,229,246	7,629,859	1,525,972	2,777,396	2,668,914	2,437,600	2,343,750	1,451,348	11,679,008	2,335,802	
合計	24,733,172	24,781,680	19,264,480	20,418,117	20,076,375	109,273,824	21,854,765	21,719,512	20,599,793	19,824,787	17,472,850	15,793,043	95,409,985	19,081,997	

（2）第６条第３項第２号関係

［退職給与金］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
数理計算上の差異（N-7年度以前発生分）	398,486	△ 69,536	473,346	179,166	83,074	1,064,536	212,907	17,886	8,299	3,851	1,787	829	32,652	6,530	
数理計算上の差異（N-6年度発生分）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（N-5年度発生分）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（N-4年度発生分）	－	－	－	606,987	281,642	888,629	177,726	60,636	28,135	13,055	6,057	2,811	110,694	22,139	
数理計算上の差異（N-3年度発生分）	－	－	－	－	△ 1,286,254	△ 1,286,254	△ 257,251	△ 276,925	△ 128,493	△ 59,621	△ 27,663	△ 12,837	△ 505,539	△ 101,108	
数理計算上の差異（N-2年度発生分）	－	－	－	－	－	－	－	76,011	35,269	16,365	7,593	3,523	138,761	27,752	
合計	398,486	△ 69,536	473,346	786,153	△ 921,538	666,911	133,382	△ 122,392	△ 56,790	△ 26,350	△ 12,226	△ 5,674	△ 223,432	△ 44,686	

数理計算上の差異の償却年数（年）	3

（3）第６条第３項第３号関係

［ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
分析（採油含む）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
運搬・処理	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
その他	65,842	△ 567,049	△ 324,279	133,641	△ 191,619	△ 883,464	△ 176,693	－	－	－	－	－	－	－	
合計	65,842	△ 567,049	△ 324,279	133,641	△ 191,619	△ 883,464	△ 176,693	－	－	－	－	－	－	－	

［賃借料］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
道路占用料	710,351	537,951	555,684	563,986	557,845	2,925,817	585,163	585,163	585,163	585,163	585,163	585,163	2,925,815	585,163	
水面使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
線路使用料	432,991	436,534	440,708	449,378	451,758	2,211,369	442,274	442,273	442,273	442,273	442,273	442,273	2,211,365	442,273	
電柱敷地料	796,852	800,965	802,200	820,723	816,074	4,036,814	807,363	807,363	807,363	807,363	807,363	807,363	4,036,815	807,363	
線下補償料	6,372	6,189	6,048	6,055	6,188	30,852	6,170	6,170	6,170	6,170	6,170	6,170	30,850	6,170	
河敷料	18,118	18,877	18,529	18,995	19,917	94,436	18,887	18,887	18,887	18,887	18,887	18,887	94,435	18,887	
占用関係借地料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	1,964,684	1,800,516	1,823,169	1,859,137	1,851,782	9,299,288	1,859,858	1,859,856	1,859,856	1,859,856	1,859,856	1,859,856	9,299,280	1,859,856	

［諸費］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
受益者負担金	54,235	8,346	12,114	17,725	17,474	109,894	21,979	21,979	21,979	21,979	21,979	21,979	109,895	21,979	
推進機関の会費（特別会費を含む）	192,465	203,638	292,689	352,751	360,343	1,401,886	280,377	283,187	283,187	283,187	283,187	283,187	1,415,935	283,187	
災害等扶助拠出金	－	－	－	－	32,501	32,501	6,500	208,258	202,989	203,791	203,761	203,678	1,022,477	204,495	
合計	246,700	211,984	304,803	370,476	410,318	1,544,281	308,856	513,424	508,155	508,957	508,927	508,844	2,548,307	509,661	

［貸倒損］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
貸倒損引当額	1,361	3,837	△ 3,040	2,999,654	△ 794,296	2,207,516	441,503	719	719	719	719	719	3,595	719	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	1	6,039	3,215	31	586	9,872	1,974	1,974	1,974	1,974	1,974	1,974	9,870	1,974	
合計	1,362	9,876	175	2,999,685	△ 793,710	2,217,388	443,478	2,693	2,693	2,693	2,693	2,693	13,465	2,693	

［振替損失調整額］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
振替損失電力量（千kWh）	35,526	51,792	13,456	11,708	10,652	123,134	24,627	10,652	10,652	10,652	10,652	10,652	53,260	10,652	
振替損失調整額	367,836	650,451	136,470	104,226	173,702	1,432,685	286,537	173,702	173,702	173,702	173,702	173,702	868,510	173,702	

［インバランス収支過不足額］

参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額（千円）	△ 5,951,158

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
インバランス収支過不足額	5,977	576,204	790,176	8,708,645	△ 1,873,604	8,207,398	1,641,480	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
「参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額」に係る回収・還元調整額								△ 331,146	△ 331,146	△ 331,146	△ 331,146	△ 331,145	△ 1,655,729	△ 331,146	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年度の収支過不足額に伴う調整額4,295,429千円が含まれる
合計								△ 331,146	△ 331,146	△ 331,146	△ 331,146	△ 331,145	△ 1,655,729	△ 331,146	

（4）第６条第３項第８号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法第二十八条の四十第一項第五号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	4,164,760	1,386,816	2,388,787	3,842,311	11,782,674	2,356,535	
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用	1,403	1,403	3,800	3,251	67,877	77,734	15,547	74,720	－	81,817	119,980	81,817	358,334	71,667	
電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
最終保障供給に係る利益又は損失	－	－	－	△ 3,877	16,371	12,494	2,499	139,262	139,262	139,262	139,262	139,268	696,316	139,263	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年3月から2023年3月までの調整額として683,821千円が含まれる
合計	1,403	1,403	3,800	△ 626	84,248	90,228	18,046	213,982	4,304,022	1,607,895	2,648,029	4,063,396	12,837,324	2,567,465	

第７表

事後検証費用明細表

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
託送料 ※1	306,990	308,198	394,583	456,648	831,036	2,297,455	459,491	612,135	582,449	555,653	503,086	548,602	2,801,925	560,385	
補償費	355,249	410,822	403,742	379,200	467,388	2,016,401	403,280	403,280	536,480	1,089,680	403,280	403,280	2,836,000	567,200	
事業者間精算費	359,755	1,471,038	445,398	519,897	327,700	3,123,788	624,758	327,700	327,700	327,700	327,700	327,700	1,638,500	327,700	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
調整力の確保に要する費用 ※3	5,396,885	5,485,798	5,845,260	5,947,081	10,710,269	33,385,293	6,677,059	13,382,016	18,302,230	19,676,062	18,351,711	18,369,091	88,081,110	17,616,222	
発電抑制に要する費用 ※4	－	－	－	－	－	－	－	370	1,120	1,120	1,120	2,230	5,960	1,192	
事後検証費用計	6,418,879	7,675,856	7,088,983	7,302,826	12,336,393	40,822,937	8,164,587	14,725,501	19,749,979	21,650,215	19,586,897	19,650,903	95,363,495	19,072,699	

（記載注意）

※1：連系線の増強等に係る費用に限る。
※2：災害等扶助交付金を含む。
※3：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、
　　一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。
※4：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第７条第３項第１号関係

［託送料］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
周波数変換設備、連系設備等に関わる料金	306,990	308,198	394,583	456,648	831,036	2,297,455	459,491	612,135	582,449	555,653	503,086	548,602	2,801,925	560,385	
合計	306,990	308,198	394,583	456,648	831,036	2,297,455	459,491	612,135	582,449	555,653	503,086	548,602	2,801,925	560,385	

［事業者間精算費］

（単位：千円）

		N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	563	79	228	2,256	3,908	7,034	1,407	3,908	3,908	3,908	3,908	3,908	19,540	3,908	
	電力量料金	873	122	351	3,327	3,483	8,156	1,631	3,483	3,483	3,483	3,483	3,483	17,415	3,483	
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	1,852	9,339	23,841	80,826	38,060	153,918	30,784	38,060	38,060	38,060	38,060	38,060	190,300	38,060	
	電力量料金	667	3,362	8,583	29,098	13,702	55,412	11,082	13,702	13,702	13,702	13,702	13,702	68,510	13,702	
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	10,290	49,031	30,174	93,985	66,843	250,323	50,065	66,843	66,843	66,843	66,843	66,843	334,215	66,843	
	電力量料金	12,554	59,817	36,812	114,662	81,548	305,393	61,079	81,548	81,548	81,548	81,548	81,548	407,740	81,548	
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	375,582	220,359	162,475	408,081	164,451	1,330,948	266,190	164,451	164,451	164,451	164,451	164,451	822,255	164,451	
	電力量料金	60,093	35,257	25,996	65,293	26,312	212,951	42,590	26,312	26,312	26,312	26,312	26,312	131,560	26,312	
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
関西電力送配電	電力量（千kWh）	994,429	2,320,816	835,178	838,069	430,919	5,419,411	1,083,882	430,919	430,919	430,919	430,919	430,919	2,154,595	430,919	
	電力量料金	228,785	533,790	192,091	192,756	99,111	1,246,533	249,307	99,111	99,111	99,111	99,111	99,111	495,555	99,111	
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	50,210	282,660	95,254	103,350	83,884	615,358	123,072	83,884	83,884	83,884	83,884	83,884	419,420	83,884	
	電力量料金	15,063	84,798	28,576	31,005	25,165	184,607	36,921	25,165	25,165	25,165	25,165	25,165	125,825	25,165	
四国電力送配電	電力量（千kWh）	37,840	1,293,079	227,876	117,537	111,574	1,787,906	357,581	111,574	111,574	111,574	111,574	111,574	557,870	111,574	
	電力量料金	28,717	679,718	129,821	63,229	59,015	960,500	192,100	59,015	59,015	59,015	59,015	59,015	295,075	59,015	
九州電力送配電	電力量（千kWh）	46,439	264,902	82,740	73,312	69,156	536,549	107,310	69,156	69,156	69,156	69,156	69,156	345,780	69,156	
	電力量料金	13,003	74,174	23,168	20,527	19,364	150,236	30,047	19,364	19,364	19,364	19,364	19,364	96,820	19,364	
合計	電力量（千kWh）	1,517,205	4,440,265	1,457,766	1,717,416	968,795	10,101,447	2,020,289	968,795	968,795	968,795	968,795	968,795	4,843,975	968,795	
	電力量料金	359,755	1,471,038	445,398	519,897	327,700	3,123,788	624,758	327,700	327,700	327,700	327,700	327,700	1,638,500	327,700	

（2）第７条第３項第２号関係

［補償費］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
定期的補償費	2,179	2,987	2,956	3,411	3,585	15,118	3,024	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	15,115	3,023	
臨時的補償費	329,035	378,202	378,579	343,384	432,417	1,861,617	372,323	372,324	505,524	1,058,724	372,324	372,324	2,681,220	536,244	
損害賠償費	24,035	29,633	22,207	32,405	31,386	139,666	27,933	27,933	27,933	27,933	27,933	27,933	139,665	27,933	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	355,249	410,822	403,742	379,200	467,388	2,016,401	403,280	403,280	536,480	1,089,680	403,280	403,280	2,836,000	567,200	

（3）第７条第３項第３号関係

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
委託費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
修繕費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
固定資産除却費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］過去10年間の実績額

（単位：千円）

	N-11年度（実績）	N-10年度（実績）	N-9年度（実績）	N-8年度（実績）	N-7年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 10ヶ年計	参照期間 10ヶ年平均	備考
委託費	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
修繕費	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
固定資産除却費	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
その他	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
合計	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	

（4）第７条第３項第４号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
一般送配電事業者が、電気の周波数の値の維持及びインバランスを調整するための指令をすることができる調整電源等を公募により調達するのに要する費用	5,429,227	5,353,403	5,925,635	5,923,644	6,430,569	29,062,478	5,812,496	7,774,071	－	－	－	－	7,774,071	1,554,814	
一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用	△ 32,342	132,395	△ 80,375	23,437	4,279,700	4,322,815	864,563	3,901,606	－	－	－	－	3,901,606	780,321	
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用	－	－	－	－	－	－	－	1,706,339	18,302,230	19,676,062	18,351,711	18,369,091	76,405,433	15,281,087	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	5,396,885	5,485,798	5,845,260	5,947,081	10,710,269	33,385,293	6,677,059	13,382,016	18,302,230	19,676,062	18,351,711	18,369,091	88,081,110	17,616,222	

第８表

次世代投資費用明細表

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
減価償却費	－	－	19,317	69,844	152,375	241,536	48,307	275,560	536,365	672,405	966,287	1,627,643	4,078,260	815,652	
固定資産税	－	－	－	4,294	10,336	14,630	2,926	22,393	31,875	46,040	58,067	86,418	244,793	48,959	
研究費	－	－	－	－	－	－	－	2,778	－	－	－	－	2,778	556	
委託費	－	－	712	9,390	70,076	80,178	16,036	113,689	377,178	211,645	99,475	38,052	840,039	168,008	
諸費	－	－	－	－	－	－	－	240,260	270,515	435,212	492,551	454,445	1,892,983	378,597	
修繕費	－	18,983	381,108	696,107	866,433	1,962,631	392,526	1,052,257	878,083	1,487,430	2,188,687	1,940,303	7,546,760	1,509,352	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
次世代投資費用計	－	18,983	401,137	779,635	1,099,220	2,298,975	459,795	1,706,937	2,094,016	2,852,732	3,805,067	4,146,861	14,605,613	2,921,123	

第９表

事業報酬明細表

（単位：千円）

		N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産		441,885,798	449,445,270	457,073,398	465,704,204	471,937,384	2,286,046,054	457,209,211	
建設中の資産		4,914,425	5,105,339	5,242,890	5,030,365	4,552,291	24,845,310	4,969,062	
特定投資		2,920,945	2,694,094	2,485,825	2,295,167	2,119,639	12,515,670	2,503,134	
運転資本	営業資本	10,906,623	12,131,973	12,070,729	12,108,371	12,015,639	59,233,335	11,846,667	
	貯蔵品	1,574,700	1,598,233	1,623,375	1,651,166	1,676,774	8,124,248	1,624,850	
	計	12,481,323	13,730,206	13,694,104	13,759,537	13,692,413	67,357,583	13,471,517	
繰延償却資産		－	－	－	－	－	－	－	
レートベース計		462,202,491	470,974,909	478,496,217	486,789,273	492,301,727	2,390,764,617	478,152,923	
報酬率		1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	
事業報酬計		6,933,037	7,064,624	7,177,443	7,301,839	7,384,526	35,861,469	7,172,294	

第１０表

追加事業報酬明細表

（単位：千円）

	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
追加事業報酬額	21,907	20,206	18,644	17,214	15,897	93,868	18,774	
追加事業報酬計	21,907	20,206	18,644	17,214	15,897	93,868	18,774	

第１１表

追加事業報酬対象額明細表

（単位：千円）

	設備名称	区間	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産	東京中部間直流連系設備（東京分）	中部電力 飛騨変換所～新信濃変電所	1,977,195	1,836,568	1,706,708	1,586,645	1,475,512	8,582,628	1,716,526	
特定固定資産	東京中部間直流連系設備（中部分）	越美幹線No.115～飛騨変換所	943,750	857,526	779,117	708,522	644,127	3,933,042	786,608	
合計			2,920,945	2,694,094	2,485,825	2,295,167	2,119,639	12,515,670	2,503,134	

第１２表

控除収益明細表

（単位：千円）

	N-6年度	N-5年度	N-4年度	N-3年度	N-2年度	参照期間		N年度	N+1年度	N+2年度	N+3年度	N+4年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
地帯間販売送電料	△ 57,852	△ 84,922	△ 100,324	△ 92,767	△ 51,433	△ 387,298	△ 77,460	△ 51,433	△ 51,433	△ 51,433	△ 51,433	△ 51,433	△ 257,165	△ 51,433	▲表示で記載
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
託送収益 ※1	△ 763,096	△ 775,495	△ 667,906	△ 494,757	△ 547,934	△ 3,249,188	△ 649,838	△ 501,446	△ 477,023	△ 477,023	△ 424,301	△ 424,301	△ 2,304,094	△ 460,819	▲表示で記載
事業者間精算収益	△ 668,368	△ 424,312	△ 803,156	△ 981,219	△ 1,415,686	△ 4,292,741	△ 858,548	△ 1,415,686	△ 1,415,686	△ 1,415,686	△ 1,415,686	△ 1,415,686	△ 7,078,430	△ 1,415,686	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	△ 1,209,276	△ 1,395,695	△ 1,278,172	△ 3,654,364	△ 3,964,420	△ 11,501,927	△ 2,300,385	△ 3,898,769	△ 4,044,728	△ 3,904,997	△ 4,020,669	△ 4,020,669	△ 19,889,832	△ 3,977,966	▲表示で記載
預金利息	△ 20,960	△ 14,668	△ 9,437	△ 6,758	△ 12,219	△ 64,042	△ 12,808	△ 9,489	△ 9,489	△ 9,489	△ 9,489	△ 9,489	△ 47,445	△ 9,489	▲表示で記載
控除収益計	△ 2,719,552	△ 2,695,092	△ 2,858,995	△ 5,229,865	△ 5,991,692	△ 19,495,196	△ 3,899,039	△ 5,876,823	△ 5,998,359	△ 5,858,628	△ 5,921,578	△ 5,921,578	△ 29,576,966	△ 5,915,393	▲表示で記載

（記載注意）

※1：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。

※2：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（１）第１１条第３項関係

［託送収益］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
連系設備、振替供給等に関わる収益	△ 763,096	△ 775,495	△ 667,906	△ 494,757	△ 547,934	△ 3,249,188	△ 649,838	△ 501,446	△ 477,023	△ 477,023	△ 424,301	△ 424,301	△ 2,304,094	△ 460,819	▲表示で記載
合計	△ 763,096	△ 775,495	△ 667,906	△ 494,757	△ 547,934	△ 3,249,188	△ 649,838	△ 501,446	△ 477,023	△ 477,023	△ 424,301	△ 424,301	△ 2,304,094	△ 460,819	▲表示で記載

［事業者間精算収益］

（単位：千円）

		N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	△ 5	△ 60	△ 1,919	△ 6,395	△ 5,605	△ 13,984	△ 2,797	△ 5,605	△ 5,605	△ 5,605	△ 5,605	△ 5,605	△ 28,025	△ 5,605	▲表示で記載
	電力量料金	△ 1	△ 17	△ 547	△ 2,062	△ 2,179	△ 4,806	△ 961	△ 2,179	△ 2,179	△ 2,179	△ 2,179	△ 2,179	△ 10,895	△ 2,179	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	△ 15	△ 2,404	△ 5,316	△ 11,255	△ 84,214	△ 103,204	△ 20,641	△ 84,214	△ 84,214	△ 84,214	△ 84,214	△ 84,214	△ 421,070	△ 84,214	▲表示で記載
	電力量料金	△ 7	△ 683	△ 1,500	△ 4,447	△ 32,776	△ 39,413	△ 7,883	△ 32,776	△ 32,776	△ 32,776	△ 32,776	△ 32,776	△ 163,880	△ 32,776	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	△ 95,461	△ 71,550	△ 1,049,356	△ 888,007	△ 758,021	△ 2,862,395	△ 572,479	△ 758,021	△ 758,021	△ 758,021	△ 758,021	△ 758,021	△ 3,790,105	△ 758,021	▲表示で記載
	電力量料金	△ 27,179	△ 22,440	△ 310,788	△ 262,984	△ 258,668	△ 882,059	△ 176,412	△ 258,668	△ 258,668	△ 258,668	△ 258,668	△ 258,668	△ 1,293,340	△ 258,668	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	△ 160,933	△ 167,488	△ 1,124,378	△ 1,571,591	△ 2,816,843	△ 5,841,233	△ 1,168,247	△ 2,816,843	△ 2,816,843	△ 2,816,843	△ 2,816,843	△ 2,816,843	△ 14,084,215	△ 2,816,843	▲表示で記載
	電力量料金	△ 45,061	△ 46,897	△ 314,826	△ 440,045	△ 788,716	△ 1,635,545	△ 327,109	△ 788,716	△ 788,716	△ 788,716	△ 788,716	△ 788,716	△ 3,943,580	△ 788,716	▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量（千kWh）	△ 2,126,832	△ 1,236,488	△ 500,527	△ 905,001	△ 1,127,531	△ 5,896,379	△ 1,179,276	△ 1,127,531	△ 1,127,531	△ 1,127,531	△ 1,127,531	△ 1,127,531	△ 5,637,655	△ 1,127,531	▲表示で記載
	電力量料金	△ 595,081	△ 346,217	△ 140,148	△ 253,400	△ 315,709	△ 1,650,555	△ 330,111	△ 315,709	△ 315,709	△ 315,709	△ 315,709	△ 315,709	△ 1,578,545	△ 315,709	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	△ 2,283	△ 18,495	△ 95,360	△ 34,376	△ 32,263	△ 182,777	△ 36,555	△ 32,263	△ 32,263	△ 32,263	△ 32,263	△ 32,263	△ 161,315	△ 32,263	▲表示で記載
	電力量料金	△ 639	△ 5,179	△ 26,701	△ 9,625	△ 9,034	△ 51,178	△ 10,236	△ 9,034	△ 9,034	△ 9,034	△ 9,034	△ 9,034	△ 45,170	△ 9,034	▲表示で記載
四国電力送配電	電力量（千kWh）	△ 379	△ 2,955	△ 13,843	△ 18,497	△ 18,382	△ 54,056	△ 10,811	△ 18,382	△ 18,382	△ 18,382	△ 18,382	△ 18,382	△ 91,910	△ 18,382	▲表示で記載
	電力量料金	△ 106	△ 827	△ 3,876	△ 5,179	△ 5,147	△ 15,135	△ 3,027	△ 5,147	△ 5,147	△ 5,147	△ 5,147	△ 5,147	△ 25,735	△ 5,147	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量（千kWh）	△ 1,044	△ 7,332	△ 17,043	△ 12,414	△ 12,352	△ 50,185	△ 10,037	△ 12,352	△ 12,352	△ 12,352	△ 12,352	△ 12,352	△ 61,760	△ 12,352	▲表示で記載
	電力量料金	△ 294	△ 2,052	△ 4,770	△ 3,477	△ 3,457	△ 14,050	△ 2,810	△ 3,457	△ 3,457	△ 3,457	△ 3,457	△ 3,457	△ 17,285	△ 3,457	▲表示で記載
合計	電力量（千kWh）	△ 2,386,952	△ 1,596,772	△ 2,807,742	△ 3,447,536	△ 4,855,211	△ 15,004,213	△ 3,000,843	△ 4,855,211	△ 4,855,211	△ 4,855,211	△ 4,855,211	△ 4,855,211	△ 24,276,055	△ 4,855,211	▲表示で記載
	電力量料金	△ 668,368	△ 424,312	△ 803,156	△ 981,219	△ 1,415,686	△ 4,292,741	△ 858,548	△ 1,415,686	△ 1,415,686	△ 1,415,686	△ 1,415,686	△ 1,415,686	△ 7,078,430	△ 1,415,686	▲表示で記載

［電気事業雑収益］

（単位：千円）

	N-6年度（実績）	N-5年度（実績）	N-4年度（実績）	N-3年度（実績）	N-2年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	N年度（想定）	N+1年度（想定）	N+2年度（想定）	N+3年度（想定）	N+4年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
契約超過金	－	－	－	△ 19	△ 7	△ 26	△ 5	△ 13	△ 13	△ 13	△ 13	△ 13	△ 65	△ 13	▲表示で記載
違約金	△ 30	－	－	－	－	△ 30	△ 6	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
諸貸付料	△ 1,180	△ 1,120	△ 1,215	△ 3,154	△ 3,535	△ 10,204	△ 2,041	△ 3,345	△ 3,345	△ 3,345	△ 3,345	△ 3,345	△ 16,725	△ 3,345	▲表示で記載
受託運転益	△ 19,647	△ 17,992	△ 19,588	△ 58,601	△ 58,430	△ 174,258	△ 34,852	△ 58,516	△ 58,516	△ 58,516	△ 58,516	△ 58,516	△ 292,580	△ 58,516	▲表示で記載
器具販売益	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
受託工事益	△ 1,466	△ 1,526	△ 3,288	△ 6,094	△ 12,489	△ 24,863	△ 4,973	△ 9,291	△ 9,291	△ 9,291	△ 9,291	△ 9,291	△ 46,455	△ 9,291	▲表示で記載
広告料	△ 5,997	△ 5,633	△ 5,626	△ 23,939	△ 23,017	△ 64,212	△ 12,842	△ 23,478	△ 23,478	△ 23,478	△ 23,478	△ 23,478	△ 117,390	△ 23,478	▲表示で記載
供給雑収	△ 318,825	△ 322,882	△ 306,196	△ 235,700	△ 294,714	△ 1,478,317	△ 295,663	△ 265,207	△ 265,207	△ 265,207	△ 265,207	△ 265,207	△ 1,326,035	△ 265,207	▲表示で記載
系統設置交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
広域系統整備交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
雑口	△ 862,131	△ 1,046,542	△ 942,259	△ 3,326,857	△ 3,572,228	△ 9,750,017	△ 1,950,003	△ 3,538,919	△ 3,684,878	△ 3,545,147	△ 3,660,819	△ 3,660,819	△ 18,090,582	△ 3,618,116	▲表示で記載
合計	△ 1,209,276	△ 1,395,695	△ 1,278,172	△ 3,654,364	△ 3,964,420	△ 11,501,927	△ 2,300,385	△ 3,898,769	△ 4,044,728	△ 3,904,997	△ 4,020,669	△ 4,020,669	△ 19,889,832	△ 3,977,966	▲表示で記載
（再掲）共架料	△ 357,324	△ 340,081	△ 347,007	△ 1,564,876	△ 1,574,758	△ 4,184,046	△ 836,809	△ 1,569,817	△ 1,569,817	△ 1,569,817	△ 1,569,817	△ 1,569,817	△ 7,849,085	△ 1,569,817	▲表示で記載
（参考）災害等扶助交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

様式第３（第８条関係）

7部門整理表（１）

（単位：千円）

	水力発電費			火力発電費			新エネルギー等発電等費			送電費			変電費		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般
役員給与	－	－	－	－	－	－	－	－	－	98,011	－	98,011	33,809	－	33,809
給料手当	－	－	－	－	－	－	－	－	－	12,562,297	11,550,176	1,012,121	4,895,542	4,546,414	349,128
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	−124,401	−124,401	－	−166,322	−166,322	－
退職給与金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,651,072	－	1,651,072	1,008,260	－	1,008,260
厚生費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	2,587,700	2,398,480	189,220	1,279,197	1,213,926	65,271
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,799,953	1,680,944	119,009	972,543	931,491	41,052
燃料費	－	－	－	94,599	94,599	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	－	－	－	2,192	2,192	－	－	－	－	819,014	403,070	415,944	313,724	170,245	143,479
修繕費	－	－	－	168,575	168,575	－	－	－	－	20,205,914	19,880,512	325,402	17,152,760	17,021,706	131,054
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	6,244,151	6,188,190	55,961	23,359	23,150	209
賃借料	－	－	－	1,615	1,615	－	－	－	－	4,442,089	1,617,784	2,824,305	1,886,691	416,603	1,470,088
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	5,182,400	5,182,400	－	－	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,638,500	1,638,500	－	－	－	－
委託費	－	－	－	34,135	34,135	－	－	－	－	17,588,366	11,461,449	6,126,917	13,655,837	11,188,249	2,467,588
損害保険料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	7,686	7,560	126	3,650	3,590	60
普及開発関係費	－	－	－	783	－	783	－	－	－	214,197	－	214,197	124,360	－	124,360
養成費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	182,509	－	182,509	144,561	－	144,561
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	311,794	－	311,794	289,628	－	289,628
諸費	－	－	－	3,875	3,875	－	－	－	－	2,282,074	965,770	1,316,304	699,051	244,995	454,056
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	－	－	－	21,815	21,815	－	－	－	－	10,367,616	10,335,512	32,104	5,848,916	5,846,811	2,105
雑税	－	－	－	－	－	－	－	－	－	116,691	37,860	78,831	140,239	99,330	40,909
減価償却費	－	－	－	152,703	152,703	－	－	－	－	42,560,196	41,586,755	973,441	30,243,211	30,179,389	63,822
固定資産除却費	－	－	－	73,430	73,430	－	－	－	－	15,969,630	15,949,658	19,972	6,604,808	6,603,499	1,309
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	−9	－	−9	－	－	－	−2,344	－	−2,344	−1,361	－	−1,361
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	34	－	34	－	－	－	17,710	－	17,710	10,815	－	10,815
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	－	－	－	9,930	－	9,930	－	－	－	2,717,288	－	2,717,288	1,577,620	－	1,577,620
電気事業報酬	－	－	－	29,307	－	29,307	－	－	－	13,562,354	－	13,562,354	7,898,333	－	7,898,333
合計	－	－	－	592,984	552,939	40,045	－	－	－	163,002,467	130,760,219	32,242,248	94,639,231	78,323,076	16,316,155

（記載注意）

1　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。

2　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　1　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。

2　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。

3　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第３（第８条関係）

7部門整理表（２）　　（単位：千円）

	配電費			販売費			合計	帰属方法別（%）		
	計	固有	一般	計	固有	一般		直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	256,128	－	256,128	85,032	－	85,032	472,980	－	100.0	－
給料手当	31,548,651	28,903,716	2,644,935	10,292,195	9,414,099	878,096	59,298,685	91.8	8.2	－
給料手当振替額（貸方）	−326,990	−326,990	－	−34,700	−34,700	－	−652,413	100.0	－	－
退職給与金	3,317,450	－	3,317,450	951,736	－	951,736	6,928,518	92.4	7.6	－
厚生費	6,691,360	6,196,879	494,481	1,709,792	1,545,628	164,164	12,268,049	92.6	7.4	－
委託検針費	175,814	175,814	－	－	－	－	175,814	100.0	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	5,398,777	5,087,774	311,003	989,622	886,372	103,250	9,160,895	93.7	6.3	－
燃料費	－	－	－	－	－	－	94,599	100.0	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	2,353,365	1,266,395	1,086,970	1,110,035	749,170	360,865	4,598,330	56.3	43.7	－
修繕費	106,892,836	105,999,661	893,175	335,955	－	335,955	144,756,040	98.8	1.2	－
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	4,487,753	4,447,533	40,220	1,655	1,640	15	10,756,918	99.1	－	0.9
賃借料	16,260,650	9,837,177	6,423,473	947,872	－	947,872	23,538,917	51.8	48.2	－
託送料	25,715	25,715	－	－	－	－	5,208,115	100.0	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	1,638,500	100.0	－	－
委託費	37,720,994	20,903,631	16,817,363	15,079,536	8,753,943	6,325,593	84,078,868	62.3	－	37.7
損害保険料	23,809	23,420	389	－	－	－	35,145	98.4	－	1.6
普及開発関係費	399,871	－	399,871	59,556	－	59,556	798,767	－	－	100.0
養成費	401,579	－	401,579	371,796	－	371,796	1,100,445	86.8	13.2	－
研究費	1,392,980	－	1,392,980	176,563	－	176,563	2,170,965	21.0	－	79.0
諸費	8,395,597	4,955,750	3,439,847	3,835,552	2,693,553	1,141,999	15,216,149	58.3	－	41.7
貸倒損	－	－	－	13,465	13,465	－	13,465	100.0	－	－
固定資産税	12,314,955	12,077,880	237,075	265,669	－	265,669	28,818,971	98.1	1.9	－
雑税	245,025	47,240	197,785	71,925	7,555	64,370	573,880	33.5	52.8	13.7
減価償却費	39,223,650	32,035,264	7,188,386	8,055,348	－	8,055,348	120,235,108	86.5	13.5	－
固定資産除却費	7,717,492	7,570,008	147,484	165,272	－	165,272	30,530,632	98.9	1.1	－
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−4,375	－	−4,375	−651	－	−651	−8,740	－	－	100.0
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却		－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	16,111	－	16,111	5,090	－	5,090	49,760	－	100.0	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	5,072,724	－	5,072,724	755,523	－	755,523	10,133,085	－	－	100.0
電気事業報酬	14,292,443	－	14,292,443	79,032	－	79,032	35,861,469	100.0	－	－
合計	304,294,364	239,226,867	65,067,497	45,322,870	24,030,725	21,292,145	607,851,916	85.0	6.6	8.4

（記載注意）

1　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。

2　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　1　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。

2　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。

3　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第４（第10条関係）

送配電関連費整理表

（単位：千円）

	総離島等供給費				総アンシラリーサービス費	総送電費	受電用変電サービス費	配電用変電サービス費	低圧配電費	高圧配電費	需要家費	給電費	一般販売費	合計	帰属方法別（%）		
		水力発電費分	火力発電費分	新エネルギー等発電等費分											直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	－	－	－	－		98,011	22,133	11,676	50,241	149,034	72,562	56,688	12,635	472,980	－	45.8	54.2
給料手当	－	－	－	－		12,562,297	3,204,867	1,690,675	6,188,486	18,357,311	8,904,234	6,861,498	1,529,317	59,298,685	27.1	19.7	53.2
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－		−124,401	−108,883	−57,439	−64,141	−190,267	−78,992	−23,133	−5,157	−652,413	44.6	5.3	50.1
退職給与金	－	－	－	－		1,651,072	660,057	348,203	650,741	1,930,335	912,198	634,494	141,418	6,928,518	36.3	15.8	47.9
厚生費	－	－	－	－		2,587,700	837,426	441,771	1,312,557	3,893,522	1,801,148	1,139,867	254,058	12,268,049	29.5	16.0	54.5
委託検針費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	175,814	－	－	175,814	100.0	－	－
委託集金費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	－		1,799,953	636,675	335,868	1,059,007	3,141,403	1,381,190	659,751	147,048	9,160,895	28.5	12.6	58.9
燃料費	94,599	－	94,599	－		－	－	－	－	－	－	－	－	94,599	100.0	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	2,192	－	2,192	－		819,014	205,379	108,345	461,629	1,369,360	727,444	740,027	164,940	4,598,330	12.5	36.3	51.2
修繕費	168,575	－	168,575	－		20,205,914	13,025,806	4,126,954	15,689,917	46,542,024	44,729,312	219,110	48,428	144,756,040	56.2	0.5	43.3
水利使用料	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	－		6,244,151	4,922	18,437	1,131,452	3,356,301	306	1,103	246	10,756,918	57.7	－	42.3
賃借料	1,615	－	1,615	－		4,442,089	1,432,753	453,938	4,099,635	12,161,015	222,132	551,681	174,059	23,538,917	10.0	20.9	69.1
託送料	－	－	－	－		5,182,400	－	－	6,483	19,232	－	－	－	5,208,115	99.5	－	0.5
事業者間精算費	－	－	－	－		1,638,500	－	－	－	－	－	－	－	1,638,500	100.0	－	－
委託費	34,135	－	34,135	－		17,588,366	10,370,243	3,285,594	6,304,932	18,702,731	17,372,523	7,818,488	2,601,856	84,078,868	39.6	－	60.4
損害保険料	－	－	－	－		7,686	769	2,881	6,003	17,806	－	－	－	35,145	31.7	－	68.3
普及開発関係費	783	－	783	－		214,197	81,412	42,948	78,438	232,674	88,759	－	59,556	798,767	7.6	－	92.4
養成費	－	－	－	－		182,509	94,637	49,924	78,773	233,668	116,269	330,617	14,048	1,100,445	57.5	6.0	36.5
研究費	－	－	－	－		311,794	189,605	100,023	273,243	810,537	334,964	130,076	20,723	2,170,965	7.5	－	92.5
諸費	3,875	－	3,875	－		2,282,074	457,634	241,417	1,646,854	4,885,172	2,329,447	2,994,963	374,713	15,216,149	16.6	－	83.4
貸倒損	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	13,465	13,465	100.0	－	－
固定資産税	21,815	－	21,815	－		10,367,616	3,371,491	2,477,425	2,816,437	8,354,582	1,198,624	177,778	33,203	28,818,971	56.2	1.1	42.7
雑税	－	－	－	－		116,691	91,807	48,432	48,063	142,574	67,675	47,950	10,688	573,880	23.9	14.7	61.4
減価償却費	152,703	－	152,703	－		42,560,196	17,433,094	12,810,117	8,970,471	26,609,694	5,301,678	5,390,397	1,006,758	120,235,108	59.8	7.6	32.6
固定資産除却費	73,430	－	73,430	－		15,969,630	3,807,209	2,797,599	1,764,995	5,235,619	750,899	110,595	20,656	30,530,632	74.1	0.6	25.3
共有設備費等分担額	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	93,265	－	－	－	－	－	－	－	93,265	100.0	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	109,782,912	－	－	－	－	－	－	－	－	109,782,912	100.0	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－		－										－			
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−9	－	−9	－		−2,344	−891	−470	−858	−2,546	−1,091	−434	−97	−8,740	0.1	－	99.9
開発費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	34	－	34	－		17,710	7,080	3,735	3,684	10,930	2,437	3,393	757	49,760	0.1	57.3	42.6
社債発行費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	9,930	－	9,930	－		2,717,288	1,023,560	554,060	1,160,135	3,441,384	641,379	472,859	112,490	10,133,085	0.1	－	99.9
電気事業報酬	29,307	－	29,307	－		13,562,354	4,552,836	3,345,497	3,268,690	9,696,128	1,345,787	48,674	12,196	35,861,469	60.1	－	39.9
自社アンシラリーサービス費					－									－			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	−257,165	－	－	－	－	－	－	－	−257,165	100.0	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	592,984	－	592,984	－	109,782,912	162,838,567	61,401,621	33,237,610	57,005,867	169,100,223	88,396,698	28,366,442	6,748,004	717,470,928	55.9	4.6	39.5

（記載注意）

1　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

2　自社アンシラリーサービス費の欄には、第８条第１項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。

3　その他は、様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第11条関係）

送配電関連費明細表（１）　　（単位：千円）

	総離島等供給費									総アンシラリーサービス費			総送電費		
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電等費分								
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	－	－	－	－	－	－	－	－	－				98,011	98,011	－
給料手当	－	－	－	－	－	－	－	－	－				12,562,297	12,562,297	－
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－124,401	－124,401	－
退職給与金	－	－	－	－	－	－	－	－	－				1,651,072	1,651,072	－
厚生費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				2,587,700	2,587,700	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
雑給	－	－	－	－	－	－	－	－	－				1,799,953	1,799,953	－
燃料費	－	－	－	94,599	－	94,599	－	－	－				－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
消耗品費	－	－	－	2,192	2,192	－	－	－	－				819,014	819,014	－
修繕費	－	－	－	168,575	168,575	－	－	－	－				20,205,914	20,205,914	－
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				6,244,151	6,244,151	－
賃借料	－	－	－	1,615	1,615	－	－	－	－				4,442,089	4,442,089	－
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				5,182,400	3,287,775	1,894,625
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				1,638,500	－	1,638,500
委託費	－	－	－	34,135	34,135	－	－	－	－				17,588,366	17,588,366	－
損害保険料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				7,686	7,686	－
普及開発関係費	－	－	－	783	783	－	－	－	－				214,197	214,197	－
養成費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				182,509	182,509	－
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				311,794	311,794	－
諸費	－	－	－	3,875	3,875	－	－	－	－				2,282,074	2,282,074	－
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
固定資産税	－	－	－	21,815	21,815	－	－	－	－				10,367,616	10,367,616	－
雑税	－	－	－	－	－	－	－	－	－				116,691	116,691	－
減価償却費	－	－	－	152,703	152,703	－	－	－	－				42,560,196	42,560,196	－
固定資産除却費	－	－	－	73,430	73,430	－	－	－	－				15,969,630	15,969,630	－
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	93,265	－	93,265
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	109,782,912	96,320,512	13,462,400	－	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－9	－9	－	－	－	－				－2,344	－2,344	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
社債発行費	－	－	－	34	34	－	－	－	－				17,710	17,710	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
法人税等	－	－	－	9,930	9,930	－	－	－	－				2,717,288	2,717,288	－
電気事業報酬	－	－	－	29,307	29,307	－	－	－	－				13,562,354	13,562,354	－
自社アンシラリーサービス費										－	－	－			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－257,165	－	－257,165
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	－	－	－	592,984	498,385	94,599	－	－	－	109,782,912	96,320,512	13,462,400	162,838,567	159,469,342	3,369,225

（記載注意）
様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第11条関係）

送配電関連費明細表（２）

（単位：千円）

	受電用変電サービス費			配電用変電サービス費			低圧配電費			高圧配電費			給電費			需要家費	合計
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変		
役員給与	22,133	22,133	－	11,676	11,676	－	50,241	50,241	－	149,034	149,034	－	56,688	56,688	－	72,562	460,345
給料手当	3,204,867	3,204,867	－	1,690,675	1,690,675	－	6,188,486	6,188,486	－	18,357,311	18,357,311	－	6,861,498	6,861,498	－	8,904,234	57,769,368
給料手当振替額（貸方）	−108,883	−108,883	－	−57,439	−57,439	－	−64,141	−64,141	－	−190,267	−190,267	－	−23,133	−23,133	－	−78,992	−647,256
退職給与金	660,057	660,057	－	348,203	348,203	－	650,741	650,741	－	1,930,335	1,930,335	－	634,494	634,494	－	912,198	6,787,100
厚生費	837,426	837,426	－	441,771	441,771	－	1,312,557	1,312,557	－	3,893,522	3,893,522	－	1,139,867	1,139,867	－	1,801,148	12,013,991
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	175,814	175,814
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	636,675	636,675	－	335,868	335,868	－	1,059,007	1,059,007	－	3,141,403	3,141,403	－	659,751	659,751	－	1,381,190	9,013,847
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	94,599
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	205,379	205,379	－	108,345	108,345	－	461,629	461,629	－	1,369,360	1,369,360	－	740,027	740,027	－	727,444	4,433,390
修繕費	13,025,806	13,025,806	－	4,126,954	4,126,954	－	15,689,917	15,689,917	－	46,542,024	46,542,024	－	219,110	219,110	－	44,729,312	144,707,612
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	4,922	4,922	－	18,437	18,437	－	1,131,452	1,131,452	－	3,356,301	3,356,301	－	1,103	1,103	－	306	10,756,672
賃借料	1,432,753	1,432,753	－	453,938	453,938	－	4,099,635	4,099,635	－	12,161,015	12,161,015	－	551,681	551,681	－	222,132	23,364,858
託送料	－	－	－	－	－	－	6,483	6,426	57	19,232	19,064	168	－	－	－	－	5,208,115
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,638,500
委託費	10,370,243	10,370,243	－	3,285,594	3,285,594	－	6,304,932	6,304,932	－	18,702,731	18,702,731	－	7,818,488	7,818,488	－	17,372,523	81,477,012
損害保険料	769	769	－	2,881	2,881	－	6,003	6,003	－	17,806	17,806	－	－	－	－	－	35,145
普及開発関係費	81,412	81,412	－	42,948	42,948	－	78,438	78,438	－	232,674	232,674	－	－	－	－	88,759	739,211
養成費	94,637	94,637	－	49,924	49,924	－	78,773	78,773	－	233,668	233,668	－	330,617	330,617	－	116,269	1,086,397
研究費	189,605	189,605	－	100,023	100,023	－	273,243	273,243	－	810,537	810,537	－	130,076	130,076	－	334,964	2,150,242
諸費	457,634	457,634	－	241,417	241,417	－	1,646,854	1,646,854	－	4,885,172	4,885,172	－	2,994,963	2,994,963	－	2,329,447	14,841,436
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	3,371,491	3,371,491	－	2,477,425	2,477,425	－	2,816,437	2,816,437	－	8,354,582	8,354,582	－	177,778	177,778	－	1,198,624	28,785,768
雑税	91,807	91,807	－	48,432	48,432	－	48,063	48,063	－	142,574	142,574	－	47,950	47,950	－	67,675	563,192
減価償却費	17,433,094	17,433,094	－	12,810,117	12,810,117	－	8,970,471	8,970,471	－	26,609,694	26,609,694	－	5,390,397	5,390,397	－	5,301,678	119,228,350
固定資産除却費	3,807,209	3,807,209	－	2,797,599	2,797,599	－	1,764,995	1,764,995	－	5,235,619	5,235,619	－	110,595	110,595	－	750,899	30,509,976
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	93,265
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	109,782,912
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−891	−891	－	−470	−470	－	−858	−858	－	−2,546	−2,546	－	−434	−434	－	−1,091	−8,643
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	7,080	7,080	－	3,735	3,735	－	3,684	3,684	－	10,930	10,930	－	3,393	3,393	－	2,437	49,003
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	1,023,560	1,023,560	－	554,060	554,060	－	1,160,135	1,160,135	－	3,441,384	3,441,384	－	472,859	472,859	－	641,379	10,020,595
電気事業報酬	4,552,836	4,552,836	－	3,345,497	3,345,497	－	3,268,690	3,268,690	－	9,696,128	9,696,128	－	48,674	48,674	－	1,345,787	35,849,273
自社アンシラリーサービス費																	－
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	−257,165
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	61,401,621	61,401,621	－	33,237,610	33,237,610	－	57,005,867	57,005,810	57	169,100,223	169,100,055	168	28,366,442	28,366,442	－	88,396,698	710,722,924

（記載注意）

様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５の２（第11条の２関係）

発電側比率整理表

発電側の延契約電力		需要側の延契約電力	発電側比率
①（10^3kW）	②（10^3kW）	（10^3kW）	（％）
103,453.1	124,693.6	184,395.4	33.5

（記載注意）

１　発電側の延契約電力①に関しては、第11条の２第１項第１号の規定により算定された値から同項第２号及び第３号の規定により算定された値を合計して得た値を差し引いた値を、同②に関しては、同項第１号の規定により算定された値から同項第３号の規定により算定された値を差し引いた値を記載すること。

２　需要側の延契約電力に関しては、第11条の２第１項第４号の値を記載すること。

様式第５の３（第11条の３関係）

送配電関連固定費整理表　　（単位　千円）

発電側送配電関連固定費		需要側送配電関連固定費		
総送電費	受電用変電サービス費	総送電費	受電用変電サービス費	その他
42,699,521	16,440,895	116,769,821	44,960,726	384,528,814

（記載注意）

１　様式第３の注１及び２と同様とすること。

２　その他に関しては、需要側送配電関連固定費のうち、総送電費及び受電用変電サービス費以外の合計した値を記載すること。

様式第６（第12条関係）

送配電関連需要明細表

	最大電力 (10^3kW)	延契約電力 (10^3kW)	尖頭時責任電力 (10^3kW)		発受電等量 (10^6kWh)	口数 (口)	販売電力量 (10^6kWh)
			夏　　期	冬　　期			
特別高圧需要	1,027.6	22,097.0	1,020.4	1,022.7	7,810.4	3,212	7,706.4
高 圧 需 要	2,404.5	44,840.0	2,424.2	2,371.3	11,035.5	309,840	10,657.4
低 圧 需 要	2,389.2	117,458.4	1,478.2	1,724.6	9,732.0	26,575,200	8,957.8
合　　計	5,821.3	184,395.4	4,922.8	5,118.6	28,577.9	26,888,252	27,321.6

注）規制期間における各年度平均値を記載
なお、販売電力量について、規制期間の合計値は、特別高圧需要38,532百万kWh、高圧需要53,287百万kWh、低圧需要44,789百万kWh。

様式第７（第24条関係）

送配電関連費発電及び三需要種別計算表

（単位：千円）

需要種別等		固定費			可変費			需要家費			合計		
		計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加
需要側	特別高圧需要	57,632,074	59,526,440	−1,894,366	16,630,945	4,625,937	12,005,008 〈1,717,357〉	4,671,601	4,728,862	−57,261	78,934,620	68,881,239	10,053,381
	高圧需要	190,219,834	194,337,191	−4,117,357	23,074,202	6,536,319	16,537,883 〈2,426,544〉	6,665,683	6,747,347	−81,664	219,959,719	207,620,857	12,338,862
	低圧需要	287,043,555	292,395,730	−5,352,175	19,540,035	5,764,193	13,775,842 〈2,139,879〉	75,992,577	76,920,489	−927,912	382,576,167	375,080,412	7,495,755
発電側		59,140,416	59,140,416	−							59,140,416	59,140,416	−

（記載注意）

1　需要側の固有の欄には第13条第２項で整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費を、追加の欄には、第23条で整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費を記載すること。
　固定費に係る発電側の固有の欄には第11条の３第１項で抽出された発電側送配電関連固定費を、追加の欄には、第22条の２第２項で整理された追加発電側送配電関連固定費を記載すること。

2　特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要の＜＞内には、賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当として第15条第２項で整理された追加可変費を内数として記載すること。

3　その他は、様式第３の注２と同様とすること。

様式第７の２（第25条関係）

発電側託送供給料金割引額設定表

単位（千円、10^3kW）

基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合										特別高圧系統の設備投資の効率化に資するものである場合							
発電側送配電関連原価等のうち、基幹系統分	当該基幹系統分のうち、半額	割引額（円/kW・月）	発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち							発電側送配電関連原価等のうち、特別高圧系統分	当該特別高圧系統分の半額	割引額（円/kW・月）	発電側送配電関連原価等における特別高圧系統分のうち				
			計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）	割引額の半額（円/kW・月）	割引額の四半の額（円/kW・月）				計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）
18,490,490	9,245,245	25.21	6,548,199	5,048,097	1,500,102	3,274,100	8.93	4.47	2.23	40,649,926	20,324,963	55.41	14,366,127	11,015,706	3,350,421	7,183,064	19.58

（記載注意）様式第３の注１及び２と同様とすること。

様式第８（第25条関係）

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表　　（単位：千円）

需要種別等		固定費	可変費	需要家費	合　計	販売電力量 又は発受電等量 (10^6kWh)	単価 (円/kWh)	想定料金 収　　入
需要側	特別高圧需要	57,632,074	16,630,945	4,671,601	78,934,620	38,532	2.05	78,957,791
	高　圧　需　要	190,219,834	23,074,202	6,665,683	219,959,719	53,287	4.13	219,919,697
	低　圧　需　要	287,043,555	19,540,035	75,992,577	382,576,167	44,789	8.54	382,447,846
発　電　側		59,140,416			59,140,416	118,792	0.50	59,271,032

（記載注意）様式第３の注１及び２と同様とすること。

（注）上記の三需要種別ごとの単価は、いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。
なお、2024年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は以下のとおり。
特別高圧需要：1.97円/kWh
高圧需要：　4.02円/kWh
低圧需要：　8.43円/kWh

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則における
事業者設定基準届出書

２０２３ 年 １２ 月 １ 日

北 陸 電 力 送 配 電 株 式 会 社

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則における
事業者設定基準届出書

経　企　第　7　号
2023 年 12 月 1 日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

富山市牛島町 15 番１号
北陸電力送配電株式会社
代表取締役社長　棚田　一也

別表に掲げる一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定により、別紙のとおり事業者設定基準を定めたので届け出ます。

（別表）

一 般 送 配 電 事 業 託 送 供 給 等 約 款 料 金 算 定 規 則	
第 8 条第 4 項	第 8 条第 3 項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第 9 条第 2 項	第 9 条第 1 項第 2 号に規定する基準に代わるものとして設定した基準 第 9 条第 1 項第 5 号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第 11 条第 2 項	送配電関連固定費又は送配電関連可変費への配分基準
第 12 条第 2 項	第 12 条第 1 項第 6 号に規定する値に代わるものとして設定した値
第 16 条第 2 項	託送収益、事業者間精算収益、電灯料（離島等供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）及び電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）の送配電関連固定費、送配電関連可変費又は需要家費への配分基準
第 25 条第 5 項	送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準

（別　紙）

第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第８条第４項関係］

１．第８条第３項に規定する基準

一般送配電事業者は、前項の規定により同項第八号に掲げる部門に整理された基礎原価等項目を、別表第二第一表及び第二表に規定する基準により、同項第一号から第七号までに掲げる部門にそれぞれ配分することにより整理しなければならない。

別表第２　第１表　一般管理費等、変電費及び販売費の整理の基準

１．一般管理費等へ整理された基礎原価等項目ごとの額の７部門（水力発電費、火力発電費、新エネルギー等発電費、送電費、変電費、配電費及び販売費）への整理の基準 （１）基礎原価等項目ごとの額のうち発生の主な原因に応じて配分が可能な額を、基礎原価等項目ごとに、各７部門に直接整理（以下「直課」という。）すること。 （２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を、第２表に定める活動帰属基準（代表的な物量又は金額の比率をいう。以下同じ。）又は配賦基準（他の基礎原価等項目において整理済みの物量又は金額の比率をいう。以下この表において同じ。）を用いて整理すること。

別表第２　第２表　活動帰属基準、配賦基準分類表

	活動帰属基準	配賦基準
雑税	－	直課された各部門雑税支出額比

２．設定した基準

		活動帰属基準	配賦基準
雑税	都県市町村民税、事業所税	直課された各部門人員数比	－
	上記以外	－	直課された各部門雑税支出額比

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

雑税のうち「都県市町村民税」及び「事業所税」は、主に人員数に応じて発生する費用であることから、「直課された各部門人員数比」を設定した。

（別　紙）

第９条第１項第２号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第９条第２項関係］

１．第９条第１項第２号に規定する基準

変電費の部門の第一次整理原価を、基礎原価等項目ごとに、別表第二第一表及び第二表に規定する基準により、三需要種別のいずれにも応じて使用される変電設備に係る第一次整理原価（以下「受電用変電サービス費」という。）及び当該変電設備以外の変電設備に係る第一次整理原価（以下「配電用変電サービス費」という。）に配分することにより整理しなければならない。

別表第２　第１表　一般管理費等、変電費及び販売費の整理の基準

２．変電費の配電用変電サービス費及び受電用変電サービス費への整理の基準 （１）基礎原価等項目ごとの額のうち発生の主な原因に応じて配分が可能な額を、基礎原価等項目ごとに配電用変電サービス費又は受電用変電サービス費に直課すること。 （２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を、第２表に定める活動帰属基準又は配賦基準を用いて整理すること。

別表第２　第２表　活動帰属基準、配賦基準分類表

	活動帰属基準	配賦基準
法人税等	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
電気事業報酬	－	同上

２．設定した基準

	活動帰属基準	配賦基準
法人税等	－	原価比
電気事業報酬	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

変電費に整理された基礎原価等項目の配分にあたり、費用の発生についてより因果性が見られるものについて、上記に掲げる基準を設定した。

（別　紙）

第９条第１項第５号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第９条第２項関係］

１．第９条第１項第５号に規定する基準

販売費の部門の第一次整理原価を、基礎原価等項目ごとに、別表第二に規定する基準により、離島供給費、指定区域供給費及び非離島等供給費に整理し、それぞれに整理された販売費の第一次整理原価を、給電設備に係る第一次整理原価（沖縄電力にあっては、特定小売料金算定規則第二十条第四項第二号の規定により、離島等供給費に整理されたもの及び同項第三号の規定により、ネットワーク給電費に整理されたものをいう。以下「給電費」という。）、調定及び集金に係る第一次整理原価（沖縄電力にあっては、同項第二号の規定により、離島等供給費に整理されたもの及び同項第四号の規定により、ネットワーク需要家費に整理されたものをいう。以下「販売需要家費」という。）並びにその他販売費（沖縄電力にあっては、同項第二号の規定により、離島等供給費に整理されたもの及び同項第五号の規定により、ネットワーク一般販売費に整理されたものをいう。以下「一般販売費」という。）に配分することにより整理しなければならない。

別表第２　第１表　一般管理費等、変電費及び販売費の整理の基準

４．離島供給費、指定区域供給費及び非離島等供給費へ整理された販売費の給電費、販売需要家費及び一般販売費への整理の基準 （１）　基礎原価等項目ごとの額のうち発生の主な原因に応じて配分が可能な額を、基礎原価等項目ごとに、給電費、販売需要家費又は一般販売費に直課すること。 （２）　（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を、第２表に定める活動帰属基準又は配賦基準を用いて整理すること。

別表第２　第２表　活動帰属基準、配賦基準分類表

	活動帰属基準	配賦基準
法人税等	－	直課された人員数比

２．設定した基準

	活動帰属基準	配賦基準
法人税等	－	原価比

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

販売費に整理された基礎原価等項目の配分にあたり、費用の発生についてより因果性が見られるものについて、上記に掲げる基準を設定した。

（別　紙）

送配電関連固定費又は送配電関連可変費への配分基準
［第 11 条第 2 項関係］

設定した基準

	配分基準
給料手当（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
給料手当振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
雑給（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
消耗品費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
修繕費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
託送料	契約により、電力量の多寡に依らない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
事業者間精算費	送配電関連可変費に整理。
委託費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
養成費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
諸費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
地帯間購入送電費	契約により、電力量の多寡に依らない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
他社購入電源費	契約により、電力量の多寡に依らない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
建設分担関連費振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
地帯間販売送電料	契約により、電力量の多寡に依らない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。

（別　紙）

第 12 条第 1 項第 6 号に規定する値に代わるものとして設定した値
［第 12 条第 2 項関係］

１．第 12 条第 1 項第 6 号に規定する値
月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

２．設定した値
第 13 条第 2 項第 7 号に掲げる需要家費のうち、需要家設備関連費用の配分については、第 12 条第 2 項の規定により、同条第 6 項第 1 号に定める割合を、同条第 1 項第 6 号に定める値によらず、設備の差異、費用の発生の原因等を反映した値により算定。
具体的には、配電設備のうち、架空引込線、地中引込線、計器および電流制限器に係る費用については、口数比で配分せずに、各設備に対応する電圧区分に応じて、三需要種別に配分する。

３．事業者の実情に応じた値により算定することが適当である理由
需要家費用のうちの需要家設備関連費用の発生の基は、需要種別により異なる使用設備であるため。

（別　紙）

託送収益、事業者間精算収益、電灯料（離島等供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）及び電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）の需要側送配電関連固定費、送配電関連可変費又は需要家費への配分基準
［第 16 条第 2 項関係］

設定した基準

	配分基準
託送収益	契約により、電力量の多寡に依らない料金を需要側送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
事業者間精算収益	送配電関連可変費に整理。
電灯料（離島等供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）	契約により、電力量の多寡に依らない料金を需要側送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）	契約により、電力量の多寡に依らない料金を需要側送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。

（別　紙）

送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準
［第 25 条第 5 項関係］

基準託送供給料金は、以下のとおり設定する。

１．料金の種類

送配電関連設備の利用形態、使用期間に応じた原価の差異を考慮して、接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金、予備送電サービス料金および系統連系受電サービス料金を設定する。

接続送電サービス料金は標準接続送電サービス、昼間時間と夜間時間の送配電関連設備の利用状況の格差を踏まえた時間帯別接続送電サービス、自己等への電気の供給において、ごく限られた時間のみ託送制度を利用することに配慮した従量接続送電サービスおよび低圧で供給し電灯または小型機器を使用する場合に使用量が極めて少ないと見込まれる需要に配慮した電灯定額接続送電サービスを設定する。また、臨時接続送電サービス料金は臨時接続送電サービス、低圧で供給する場合に使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた臨時定額接続送電サービスを設定する。また、高圧で供給する場合および特別高圧で供給する場合における標準接続送電サービス料金および時間帯別接続送電サービス料金については、契約者が希望され当社との協議が整ったときは、時間帯区分ごとの最大需要電力等を踏まえて割引額を算定し、基本料金および電力量料金の合計から差し引くこととする。

系統連系受電サービス料金は、基幹系統の将来的な投資効率化効果および電気の潮流状況の改善に資する効果や、特別高圧系統の将来的な投資効率化効果を踏まえて、割引対象変電所等および割引区分・割引単価を定める系統設備効率化割引を設定し、受電地点について当社が選定する連系変電所等が割引対象変電所等の場合は、割引区分に応じた割引額を算定し、基本料金および電力量料金の合計から差し引くこととする。

２．料金制

基準託送供給料金は、基本料金と電力量料金とを組み合わせた二部料金制、従量料金制および定額制により設定する。

託送供給等約款変更認可申請書

2023 年 12 月 1 日

関西電力送配電株式会社

託送供給等約款変更認可申請書

関送企発　第 12 号

2023 年 12 月 1 日

経済産業大臣　西 村 康 稔　殿

大阪市北区中之島 3 丁目 6 番 16 号

関西電力送配電株式会社

代表取締役社長　白 銀　隆 之

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので、電気事業法第 18 条第１項の規定により申請します。

変　更　の　内　容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実　施　期　日	2024 年４月１日

別紙

託 送 供 給 等 約 款

2024 年 4 月 1 日 実施

関西電力送配電株式会社

託　送　供　給　等　約　款
目　　次

Ⅰ　総　　則 …… Ⅰ-1

1　適　　用 …… Ⅰ-1

2　託送供給等約款の認可および変更 …… Ⅰ-2

3　定　　義 …… Ⅰ-2

4　代表契約者の選任 …… Ⅰ-8

5　託送供給等に関する取扱い …… Ⅰ-9

6　単位および端数処理 …… Ⅰ-9

7　実　施　細　目 …… Ⅰ-10

Ⅱ　契約の申込み …… Ⅱ-1

8　契　約　の　要　件 …… Ⅱ-1

9　検討および契約の申込み …… Ⅱ-5

10　契約の成立および契約期間 …… Ⅱ-14

11　託送供給等の開始 …… Ⅱ-15

12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… Ⅱ-16

13　電気方式，電圧および周波数 …… Ⅱ-16

14　発電場所および需要場所 …… Ⅱ-18

15　供給および契約の単位 …… Ⅱ-20

16　承　諾　の　限　界 …… Ⅱ-24

17　契約書の作成 …… Ⅱ-25

Ⅲ　料　　金 …… Ⅲ-1

18　料　　金 …… Ⅲ-1

19　接続送電サービス …… Ⅲ-2

20　臨時接続送電サービス …… Ⅲ-26

21　予備送電サービス …… Ⅲ-34
22　系統連系受電サービス …… Ⅲ-36
23　発電量調整受電計画差対応電力 …… Ⅲ-40
24　接続対象計画差対応電力 …… Ⅲ-42
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… Ⅲ-43
26　給電指令時補給電力 …… Ⅲ-44

Ⅳ　料金の算定および支払い ……Ⅳ-1
27　料金の適用開始の時期 ……Ⅳ-1
28　検　　針　　日 ……Ⅳ-1
29　料金の算定期間 ……Ⅳ-2
30　計　　量 ……Ⅳ-4
31　電力および電力量の算定 ……Ⅳ-5
32　損　　失　　率 ……Ⅳ-23
33　料 金 の 算 定 ……Ⅳ-23
34　支払義務の発生および支払期日 ……Ⅳ-27
35　料金その他の支払方法 ……Ⅳ-30
36　保　　証　　金 ……Ⅳ-33
37　連　帯　責　任 ……Ⅳ-36

Ⅴ　供　　給 ……Ⅴ-1
38　託送供給等の実施 ……Ⅴ-1
39　給電指令の実施等 ……Ⅴ-5
40　適正契約の保持等 …… Ⅴ-10
41　契 約 超 過 金 …… Ⅴ-11
42　力 率 の 保 持 …… Ⅴ-13
43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施…… Ⅴ-14
44　託送供給等にともなう協力 …… Ⅴ-15
45　託送供給等の停止 …… Ⅴ-16
46　託送供給等の停止の解除 …… Ⅴ-17

47　託送供給等の停止期間中の料金 ……Ⅴ-18
48　違　　約　　金 ……Ⅴ-18
49　損害賠償の免責……Ⅴ-18
50　設 備 の 賠 償……Ⅴ-19

Ⅵ　契約の変更および終了…… Ⅵ-1
51　契 約 の 変 更…… Ⅵ-1
52　名 義 の 変 更…… Ⅵ-3
53　契 約 の 廃 止…… Ⅵ-3
54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算… Ⅵ-5
55　解　　約　　等 …… Ⅵ-9
56　契約消滅後の債権債務関係……Ⅵ-12

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事…… Ⅶ-1
57　受電地点，供給地点および施設 …… Ⅶ-1
58　架 空 引 込 線…… Ⅶ-3
59　地 中 引 込 線…… Ⅶ-4
60　連接引込線等…… Ⅶ-6
61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… Ⅶ-6
62　引込線の接続…… Ⅶ-7
63　計量器等の取付け…… Ⅶ-7
64　通信設備等の施設…… Ⅶ-8
65　専用供給設備…… Ⅶ-9

Ⅷ　工 事 費 の 負 担 …… Ⅷ-1
66　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… Ⅷ-1
67　受電用計量器等の工事費負担金 …… Ⅷ-6
68　会社間連系設備の工事費負担金 …… Ⅷ-6
69　一般供給設備の工事費負担金 …… Ⅷ-7
70　供給地点への特別供給設備の工事費負担金 ……Ⅷ-11
71　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 ……Ⅷ-13

72　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定……Ⅷ-13
73　工事費負担金の申受けおよび精算……Ⅷ-16
74　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け……Ⅷ-18
75　臨 時 工 事 費……Ⅷ-19
76　工事費等に関する契約書の作成……Ⅷ-20

Ⅸ　保　　安……IX-1
77　保 安 の 責 任……IX-1
78　保安等に対する発電者および需要者の協力……IX-1
79　調　　査……IX-2
80　調 査 等 の 委 託……IX-2
81　調査に対する需要者の協力……IX-2
82　検査または工事の受託……IX-3
83　自家用電気工作物……IX-3

附　　則……附則-1

別　　表……別表-1

Ⅰ　総　　則

１　適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

⑴　託送供給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接続供給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（滋賀県，京都府，大阪府，奈良県，和歌山県，兵庫県〔一部を除きます。〕，福井県の一部，岐阜県の一部および三重県の一部をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振替供給

当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備（当社が使用権を有する設備を含みます。）を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

⑵　電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

2　託送供給等約款の認可および変更

⑴　この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

⑵　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

3　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

⑴　契 約 者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

⑵　発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

⑶　需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

⑷　発 電 者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

⑸　需 要 者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

⑹　低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

⑺　高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

⑻　特別高圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

⑼　受電地点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

⑽　発電場所

発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

⑾　供給地点

当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

⑿　需要場所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

⒀　会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備（当社が使用権を有する設備を含みます。）との接続点をいいます。

⒁　中継振替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⒂　地内振替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⒃　発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

⒄　発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⒅　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⒆　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⒇　接続受電電力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑵1 接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

⑵2 接続供給電力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

⑵3 接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

⑵4 接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

⑵5 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

⑵6 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵7 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵8 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑵9 需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⑶0 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶1 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶2 ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶3 損 失 率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

⑶4 契約電力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

⑶5 契約容量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

⑶6 契約受電電力

契約上使用できる受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。

⑶7 同時最大受電電力

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。

⑶8 最大連系電力等

低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で受電する場合は，30分ごとの連系電力の最大値であって，計量器またはその付属装置に計量値が記録される場合の計量器および

計量値が記録される付属装置（以下「記録型等計量器」といいます。）により計量される値をいいます。

⑶⑼　最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型等計量器により計量される値をいいます。

⑷⑽　発電バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）⑱イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）⑲イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷⑴　需要バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）⑳に定める接続対象計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）㉑に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

⑷⑵　需要抑制バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）㉒に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）㉓に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷⑶　電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

⑷⑷　小型機器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使

用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

⑷5 動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

⑷6 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

⑷7 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

⑷8 定期検査

電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。

⑷9 定期補修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

⑸0 給電指令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。

⑸1 昼間時間

毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月30日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

⑸2 夜間時間

昼間時間以外の時間をいいます。

4　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を

複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

5　託送供給等に関する取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

6　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

⑴　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑵　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑶　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イまたは20（臨時接続送電サービス）⑵イ㈡を適用した場合に算定された値が0.5キロワッ

ト以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

⑷　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

⑸　力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑹　料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

7　実施細目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

8　契約の要件

(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知ら

せすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。

リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

⑴　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

⑵　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

⑶　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

⑵　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。

ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）⑶に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）⑷に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。

ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）⑶ロの場合を除き，18（料金）⑶に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。

チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。

リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。

ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。

なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。

⑶　発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電者が，原則として，18（料金）⑶に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。

ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。

ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。

⑷　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

⑴　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

⑵　⑴によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

⑶　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

㈡　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

㈱　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が30（計量）⑶に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

9　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用

の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

⑴　受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

⑷　接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

⑸　振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供給地点

e　振替供給の開始希望日

㈠　発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

㈠　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。

㈡　当社は，原則として，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

⑵　供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討

（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

㈠　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

㈡　契約電力または契約容量

㈢　供給地点における供給電気方式および供給電圧

㈣　負荷設備または主開閉器

㈤　接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

⑶　需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

㈠　需要抑制契約者の名称

㈡　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

㈢　需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

⑷　契約の申込み

契約者は，⑴ロ㈠または㈡の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，⑴ロ㈢の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）⑴へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）⑵ホに定める要件を満たすことを証明する文書および８（契約の要件）⑵ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）⑷ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，⑴の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑷イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

㈠　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

㈡　供給地点における供給電気方式および供給電圧

㈢　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

㈣　契約電力または契約容量

㈤　契約受電電力

㈥　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

㈦　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

㈧　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称

および調達量の計画値

(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ) 連絡体制

(ﾙ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間

なお，負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ 振替供給の場合

(ｲ) 連絡体制

(ﾛ) 当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ 発電量調整供給の場合

(ｲ) 発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号

(ﾛ) 契約受電電力および同時最大受電電力

(ﾊ) 発電量調整受電計画電力

(ﾆ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾎ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾍ) 連絡体制

ニ 需要抑制量調整供給の場合

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

㈺　需要抑制量調整受電計画電力

㈻　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

㈼　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

㈽　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

㈿　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

㉀　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロ

㉁　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

㉂　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

㉃　需要抑制量調整供給の開始希望日

㉄　連絡体制

なお，需要抑制バランシンググループごとの㉀の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

⑸　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，⑷に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申

込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

⑹　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

⑺　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に

変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

10　契約の成立および契約期間

⑴　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

⑵　契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

㈠　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

㈡　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

㈢　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

㈠　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

㈡　契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契

約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

㈠　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。

ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

⑴　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

⑵　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，託送供給または電力量調整供給の実施にともない，当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

⑴　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相２線式，交流単相３線式または交流３相３線式
	高圧または特別高圧	交流３相３線式

⑵　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

⑶　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）および予備送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

契約受電電力	50キロワット未満	標準電圧100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上2,000キロワット未満	標準電圧6,000ボルト
	2,000キロワット以上10,000キロワット未満	標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧70,000ボルト

予備送電サービス契約電力	50キロワット以上 2,000キロワット未満	標準電圧6,000ボルト
	2,000キロワット以上 10,000キロワット未満	標準電圧20,000ボルト または30,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧70,000ボルト

⑷　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50キロワット未満	標準電圧100ボルト または200ボルト
	50キロワット以上	標準電圧6,000ボルト

なお，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合で，契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし，契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

⑸　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，⑶または⑷に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

⑹　周波数は，標準周波数60ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

⑴　当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。

イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

⑷　居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能を有すること。

㈡　居住用以外の建物の場合

1建物に会計主体が異なる部分があり，かつ，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている場合で，次のいずれかに該当するときは，各部分をそれぞれ1発電場所または1需要場所とすることができます。

なお，bの場合には，共用する部分を原則として1発電場所または1需要場所といたします。

a　共用する部分がないこと。

b　各部分の所有者が異なること。

㈢　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

1建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，㈡に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限りイに準ずるものといたします。

⑵　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，⑴にかかわらず，その隣接する複数の構内を1発電場所または1需要場所とすることがあります。

⑶　道路その他公共の用に供せられる土地（⑴に定める構内または⑵に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を1発電場所または1需要場所といたします。

⑷　⑴に定める1構内，⑴イに定める1建物，⑵に定める隣接する複数の構内または⑶に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいず

れにも該当するときは，⑴，⑵または⑶にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

㈠　非特例区域等について，⑴，⑵または⑶に準じて発電場所または需要場所を定めること。

㈡　当社が特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

⑴　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力

受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき，㈠および㈡の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（㈠および㈡の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

㈠　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

㈡　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

㈢　高圧臨時接続送電サービス

㈣　特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約するとき。

㈠　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

㈡　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

⑵　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的

運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

⑶　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。

⑷　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，１系統連系受電契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場

所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸または⑹に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。

⑸　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16　承諾の限界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制

契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ　料　　金

18　料　　金

料金は，次のとおりといたします。

⑴　契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）⑴によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，次に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

⑷　検 針 日

⑷　電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または31（電力および電力量の算定）㉕の場合は，その供給地点の属する検針区域の検針日

⑷　28（検針日）⑸の場合は，実際に検針を行なった日

⑷　契約者が供給地点を消滅させる場合は，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

⑷　31（電力および電力量の算定）㉙の場合は，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

⑵　発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって

算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）⑵によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

⑶　発電者に係る料金

イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。

ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，㈠，㈡，㈢または㈣に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。

㈠　検 針 日

㈡　28（検針日）⑸の場合は，実際に検針を行なった日

㈢　発電契約者が受電地点を消滅させる場合は，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

㈣　31（電力および電力量の算定）⑼の場合は，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日

ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。

⑷　需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

⑴　適用範囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

⑵　接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

⑴　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

ａ　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

ｂ　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

ｃ　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいず

れか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

㈺　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）は，㈠にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値とし，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

㈻　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，㈠にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認

いたします。

㈡　㈠の適用後１年に満たない場合は，㈡または㈢を適用いたしません。また，㈡または㈢の適用後１年に満たない場合は，㈠を適用いたしません。

㈢　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間に限り，段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。この場合には，あらかじめ電気使用計画書を提出していただきます。

ハ　イ㈠により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ㈠によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該供給分以外の供給分についてイ㈠に準ずる場合で，需要場所

における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

⑶　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

⑷　電灯定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。

(a)　電灯料金

ⅰ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	32 円　95 銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	65 円　88 銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	131 円　76 銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	197 円　64 銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	329 円　41 銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	329 円　41 銭

ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

ⅲ　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b)　小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの１機器につき	98 円　38 銭
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	196 円　78 銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき100ボルトアンペアまでごとに	196 円　78 銭

e　そ の 他

特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，㈡ａ(c)，㈠ａまたは㈡ａにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

㈡　電灯標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　(2)イ㈠により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，(2)イ㈡により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b)　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス

契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	290 円　40 銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	96 円　80 銭

ii　(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	240 円　90 銭
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	80 円　30 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたし

ます。

１キロワット時につき	7 円　62 銭

㈠　電灯時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

㈡ a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ㈠により接続送電サービス契約電力を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	290 円　40 銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	96 円　80 銭

ⅱ　(2)イ㈡により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	240 円　90 銭
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	80 円　30 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i 昼間時間

１キロワット時につき	**8 円 13 銭**

ii 夜間時間

１キロワット時につき	**7 円 07 銭**

(ニ) 電灯従量接続送電サービス

a 適用範囲

(ロ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**12 円 39 銭**

(ホ) 動力標準接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

⑹　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，⑹に該当し，かつ，⑹の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

⑹　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	460 円　90 銭

ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	378 円　40 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	4 円　69 銭

(c)　そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ヘ)　動力時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ホ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ ⑵イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	460 円 90 銭

ⅱ ⑵イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	378 円 40 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼間時間

１キロワット時につき	4 円 97 銭

ⅱ 夜間時間

１キロワット時につき	4 円 37 銭

(c) そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用す

ることはできません。

(ト) 動力従量接続送電サービス

a 適用範囲

(ホ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**12 円 24 銭**

d そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ 高圧で供給する場合

(イ) 高圧標準接続送電サービス

a 適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボ

ルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**663 円　30 銭**

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**2 円　29 銭**

㈡　高圧時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

㈠ a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**663 円　30 銭**

⑹　電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

１キロワット時につき	**２円　45 銭**

ⅱ　夜間時間

１キロワット時につき	**２円　09 銭**

㈡　高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

㈠ａの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**13 円　17 銭**

ハ　特別高圧で供給する場合

㈠　特別高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上	標準電圧70,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**440 円　00 銭**

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**84 銭**

㈡　特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

㈠ a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上	標準電圧70,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものと

みなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	440 円　00 銭

⑹　電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

１キロワット時につき	86 銭

ⅱ　夜間時間

１キロワット時につき	81 銭

㈠　特別高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

⑴ａの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上	標準電圧70,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	8 円　05 銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

㈠　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表５（平均力率早見表）によるものといたします。

なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。

㈡　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ　そ の 他

㈠　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

㈡　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービ

ス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

㈠　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

㈡　⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

㈢　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

⑷　１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，⑶によって算定された金額から，イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といた

します。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ハに定めるピークシフト電力

ピークシフト電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	**397 円　10 銭**
	特別高圧で供給する場合	**264 円　00 銭**

ロ　昼間時間最大電力

１年間を通じての昼間時間における最大の接続供給電力（以下「昼間時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，⑵イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

ハ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につ

き次のとおり算定いたします。

なお，⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。

また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \text{適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力} - \text{当該供給地点の昼間時間最大電力}$$

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ニ　１年間を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，この取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それがこの取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額をこの取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取

扱いを適用いたしません。

20　臨時接続送電サービス

⑴　適用範囲

契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

⑵　臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

㈠　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約容量を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表６（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の６キロボルトアンペアにつき	95パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	85パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	75パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	65パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，ａにかかわら

ず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

c　特別の事情がある場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，aにかかわらず，契約者と当社との協議によって定めた値とすることがあります。

(ﾛ)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(a)　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	100パーセント
	次の２台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

(b) (a)によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，aにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービス契約電力は，需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに定めます。

(3) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(イ) 電灯臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下で

あるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	2 円　92 銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	5 円　84 銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	5 円　84 銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	58 円　40 銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	58 円　40 銭

(ロ)　電灯臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であるこ

と。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**8 円 38 銭**

(ハ) 動力臨時定額接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２

線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	77 円　81 銭

d　そ の 他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

㈡　動力臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたもの

を適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**5 円 62 銭**

ロ 高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

a 基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	2円　75銭

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ)　適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

(ロ)　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流3相3線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧20,000ボルト または30,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上	標準電圧70,000ボルト

(ハ)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，1月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(イ)c(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	1円　00銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）⑶ニに準じて適用いたします。

ホ　そ の 他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

⑷　そ の 他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを使用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）⑷は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

⑴　適用範囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を使用される契約者または発電契約者が受電地点または供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

⑵　予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点においては当該受電地点の契約受

電電力の値，供給地点においては当該供給地点の接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点または供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点または供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。

⑶　予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの使用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを使用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	96 円　80 銭
	特別高圧で供給する場合	77 円　00 銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	185 円　90 銭
	特別高圧で供給する場合	116 円　60 銭

⑷　力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）⑶ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。

⑸　そ の 他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

ハ　契約者または発電契約者が希望される場合は，受電地点または供給地点ごとに予備送電サービスＡと予備送電サービスＢとをあわせて使用することができます。

ニ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，接続供給の場合は19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。

22　系統連系受電サービス

⑴　適用範囲

小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。

⑵　系統連系受電課金対象電力

各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

㈠　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。

㈡　㈠以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

⑴　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。

⑵　⑴以外の場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

⑴　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

⑵　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

⑶　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑷　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう

場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

⑶　系統連系受電サービス料金

系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。

イ　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。

系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	**97 円　98 銭**

ロ　電力量料金

電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**32 銭**

ハ　系統設備効率化割引

系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。

⑴　適　　用

ａ　系統設備効率化割引Ａ

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕⑴に定める割引区分Ａ－１，Ａ－２またはＡ－３に該

当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

b　系統設備効率化割引Ｂ

低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕⑴に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

⑵　系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。

a　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

(a)　受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴の割引区分Ａ－１の場合	32 円　19 銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴の割引区分Ａ－２の場合	5 円　78 銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴の割引区分Ａ－３の場合	2 円　89 銭

(b) (a)以外の場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	32 円　19 銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	11 円　55 銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	5 円　78 銭

b　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－１の場合	60 円　35 銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－２の場合	21 円　92 銭

(ﾊ) 系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は，(2)の系統連系受電課金対象電力に(ﾛ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。

ニ　そ の 他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

23　発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）⑸または⑹により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

⑵　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

⑴　適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

⑵　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に⑴の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

⑶　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

⑴　適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

⑵　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に⑶の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

㈠　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

24　接続対象計画差対応電力

⑴　適　　用

39（給電指令の実施等）⑷により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

⑵　接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

㈠　適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

㈡　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に㈠の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

㈠　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

㈠　適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

㈡　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に㈠の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

㈠　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

25　需要抑制量調整受電計画差対応電力

⑴　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

⑵　需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

㈠　適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

㈡　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に㈠の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

㈠　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

㈠　適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

㈡　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に㈠の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

㈢　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

26　給電指令時補給電力

⑴　契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

39（給電指令の実施等）⑷により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

⑵　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

39（給電指令の実施等）⑸または⑹により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，

当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

28　検　針　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

⑴　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。

なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）⑵ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。

また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場

合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。

⑵　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

⑶　当社は，やむをえない事情のある場合には，⑴にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

⑷　当社は，次の場合には，⑴にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　その他特別の事情がある場合

⑸　⑶の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

⑹　⑷イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

⑺　⑷ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

29　料金の算定期間

⑴　送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検

針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型等計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または31（電力および電力量の算定）⑵⑸の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

⑵　系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型等計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

⑶　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力

料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。

30 計　　量

⑴ 当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型等計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

⑵ 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。

なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。

⑶　技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

31　電力および電力量の算定

⑴　発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

⑵　発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，30分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

⑶　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，⑷の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑷　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点

ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７(発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い)⑴のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。

⑸　接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，⑹の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑹　接続受電電力量

接続受電電力量は，30分ごとの⑿の接続対象計画電力量といたします。

⑺　接続供給電力

接続供給電力は，⑻の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

⑻　接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で21（予備送電サービス）を利用される場合には，予備送電サービスに係る

接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）⑶イ㈠および㈢の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

⑼　接続対象電力

接続対象電力は，⑽の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑽　接続対象電力量

接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続対象電力量} = \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた㈠または㈡により算定された値といたします。

⑷イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値といたします。

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回る場合

$$\text{接続対象電力量} = \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

接続対象電力量＝ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

$$\text{接続対象電力量} = \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回る場合

$$\text{接続対象電力量} = \text{当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力

量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

接続対象電力量 ＝ ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

接続対象電力量 ＝ 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭ロを適用している場合は，次の式により算定された値といたします。

接続対象電力量 ＝ ベースライン－ 需要抑制量調整受電計画電力量

⑪ 接続対象計画電力

接続対象計画電力は，⑫の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑫ 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関

する取扱い）⑵のとおりといたします。

⒀　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，⒁の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⒁　需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式により算定された値といたします。

⑴　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝０

⑵　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{ベースライン} - \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

⑶　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該

需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の式により算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）といたします。ただし，算定された値が負となる場合は，零といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{ベースライン} - \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

⑮　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，⑯の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑯　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑶のとおりといたします。

⑰　ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロ

の場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の⑴，⑵および⑶によって算定された値といたします。

⑴　⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⑵　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指

令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c　39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

⑹　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等

および39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕⑵ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

b　ファーム電源に対して，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕⑵への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

d　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

e　39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，

次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合

の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

$$\begin{aligned}\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = {} & \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量} \\ & - \text{39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}\end{aligned}$$

⑲　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応余剰電力量} = \text{発電量調整受電電力量} - \text{発電量調整受電計画電力量}$$

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する

要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

⑳　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑻にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

㉑　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑻にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

⑿ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⒁の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⒃の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⒁イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⒁ロを適用している場合で，30分ごとの⒁の需要抑制量調整受電電力量が零となるときは，次のとおりといたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$$

⑵③　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

⑵④　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

⑵⑤　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑵⑥　28（検針日）⑵または⑷の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。

⑵⑦　15（供給および契約の単位）⑴において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特

別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。

㉘ その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

㉙ 計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量器の情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）⑶を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

32 損 失 率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	7.8 パーセント
高圧で供給する場合	4.2 パーセント
特別高圧で供給する場合	2.9 パーセント

33 料金の算定

⑴ 送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金お

よび給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合

ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ホ　29（料金の算定期間）⑴イの場合で供給側検針期間の日数がその供給側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ヘ　29（料金の算定期間）⑴ロの場合で供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ト　29（料金の算定期間）⑵イの場合で受電側検針期間の日数がその受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

チ　29（料金の算定期間）⑵ロの場合で受電側計量期間の日数がその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

⑵　当社は，⑴ロ，ハ，ニ，ホ，ヘ，トまたはチの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および

系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，⑴ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，次の式といたします。

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，⑴ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，次の式といたします。

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

⑶　⑴ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，⑴ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

⑷　⑴ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，⑴ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

⑸　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

⑹　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力量の算定）㉕の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの⑵イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，⑸に準ずるものといたします。この場合，⑸にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

⑺　29（料金の算定期間）⑴ロの場合は，⑵イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，供給側計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，⑸に準ずるものといたします。この場合，⑸にいう検針日は，計量日といたします。

⑻　29（料金の算定期間）⑵ロの場合は，⑵イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，受電側計量期間の日数といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，⑸に準ずるものといたします。この場合，⑸にいう検針日は，計量日といたします。

⑼　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

⑽　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，⑵イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

⑾　供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，⑵イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

34　支払義務の発生および支払期日

⑴　日程等別料金の支払義務は，18（料金）⑴ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。

⑵　系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）⑶ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。

⑶　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計

画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）⑸の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なったとき，または31（電力および電力量の算定）㉙の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めたときは，その日といたします。

⑷　⑴の日程等別料金，⑵の系統連系受電サービス料金または⑶の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　55（解約等）⑴により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合

⑸　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が⑷イからヘまでのい

ずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が⑷イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が⑷イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が⑷イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が⑷イからヘまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお，⑷イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。

⑹　当社は，⑶の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

35　料金その他の支払方法

⑴　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

⑵　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に

対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

⑶　発電者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。

なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

⑴　発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合

⑵　発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。

⑶　その他当社が必要と認めた場合

ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。

⑴　イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。

⑵　ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。

ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。

ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

⑷　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

⑸　当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

36　保　証　金

⑴　契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

⑷　料金の支払いの延滞があった場合

㈡　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）⑳によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）⑳によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，40（適正契約の保持等）⑶によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

㈢　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

⑵　発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消

滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

⑶　発電者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

⑷　需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払

額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

37 連 帯 責 任

1接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ　供　　給

38　託送供給等の実施

⑴　接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

㈠　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

㈡　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から

通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，39（給電指令の実施等）および78（保安等に対する発電者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。

⑵　振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

⑶　発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

⑷　発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

⑷　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発

電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，39（給電指令の実施等）および78（保安等に対する発電

者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

⑷　需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

㈠　需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

㈡　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

39　給電指令の実施等

⑴　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）⑶ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

⑵　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次のときには，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備（当社が使用権を有する設備を含みます。）に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備（当社が使用権を有する設備を含みます。）の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から２階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発

電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

⑶　当社は，低圧で受電または供給する場合で，⑵イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

⑷　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

⑸　当社は，発電量調整供給において，⑵イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは

放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

⑹　当社は，発電量調整供給において，⑵ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

⑺　当社は，⑵イ，ロ，ホ，ヘ，トまたは⑶によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，⑵ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または⑵トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット未満となるとき。

⑴　割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）⑴イ，

ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

㈺　割引率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

㈻　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合

㈠　割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）⑴イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

㈺　割引率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

㈻　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　　式）

ａ　発電量調整受電電力を制限した場合

H’＝　H×（D－d）／D

H’＝　修正時間

Ｈ　＝　制限時間

Ｄ　＝　当該受電地点の同時最大受電電力

ｄ　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値

ｂ　発電量調整受電電力量を制限した場合

Ｈ’＝　Ｈ×（Ａ－Ｂ）／Ａ

Ｈ’＝　修正時間

Ｈ　＝　制限時間

Ａ　＝　制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量

（発電者の平常操業時の発電量調整受電電力量の実績等にもとづき算定される推定発電量調整受電電力量といたします。）

Ｂ　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量

ｃ　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

⑻　⑺による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

⑼　当社は，⑵または⑶によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

⑽　21（予備送電サービス）の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

⑾　当社は，⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電

制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

40　適正契約の保持等

⑴　当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

⑵　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合等，発電契約者との発電量調整供給契約が発電・放電状態に比べて不適当と認められるときには，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

⑶　当社は，31（電力および電力量の算定）⑳もしくは㉑によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）⑱イもしくは⑲イによって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）⑱ロもしくは⑲ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）㉒もしくは㉓によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）⑰のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，

発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

41　契約超過金

⑴　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に19（接続送電サービス）もしくは20（臨時接続送電サービス）の該当基本料金率または21（予備送電サービス）の該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

⑵　発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

⑷　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。

⑸　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

㈠　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

㈡　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

㈠　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

㈡　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

㈢　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容

量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

㈡　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

⑶　契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。

イ　契約者の場合

契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

ロ　発電者の場合

同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

42　力率の保持

⑴　低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放によ

り，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表12（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

⑵ 高圧または特別高圧で供給する場合

イ 接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ 当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

43 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

⑴ 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査

⑵ 78（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

⑶ 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

⑷　計量器の検針または計量値の確認

⑸　45（託送供給等の停止），53（契約の廃止）または55（解約等）により必要な処置

⑹　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

44　託送供給等にともなう協力

⑴　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の負担で，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の負担で，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

⑵　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，⑴に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

45　託送供給等の停止

⑴　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　62（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続を行なった場合

⑵　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の供給設備を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

⑶　契約者，発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への

修正に応じていただけないときには，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて19（接続送電サービス）を使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて20（臨時接続送電サービス）を使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて21（予備送電サービス）を使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力の最大値が接続送電サービス契約電力に比べて著しく乖離する場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

(4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

(5)　(1)から(4)によって託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

46　託送供給等の停止の解除

45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を

解消したときには，当社は，すみやかに託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

47　託送供給等の停止期間中の料金

45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

48　違　約　金

⑴　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　45（託送供給等の停止）⑵ロ，ハまたはニの場合

⑵　⑴の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

⑶　不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

49　損害賠償の免責

⑴　11（託送供給等の開始）⑵によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約

者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

⑵　45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または55（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

⑶　45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が55（解約等）⑴ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

⑷　その他当社の責めとならない理由により事故が生じた場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

50　設備の賠償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

⑴　修理可能の場合

修理費

⑵　亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

51　契約の変更

⑴　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

⑵　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の⑴による契約の変更は，次のとおりといたします。

ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。

イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

⑷　当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。

㈡　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

⑶　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの⑴による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型等計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型等計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

⑷　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

52　名義の変更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

53　契約の廃止

⑴　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，

発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

⑵ 当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，⑴にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。

⑶ 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ 当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

⑷　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

⑸　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

⑴　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

⑷　低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約

電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，75（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，供給設備のうち接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，75（臨時工事費）の臨時工事費として算定され

る金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，aおよびbにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，a，bおよびcに準ずるものといたします。

(ロ)　高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，75（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。ま

た，供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，75（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ﾊ) 19（接続送電サービス）(2)ｲ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ﾆで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)ｲ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降1年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）(2)ｲ(ｲ)cにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)ｲ(ｲ)cにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

(ﾆ) 契約者が19（接続送電サービス）(2)ﾆにより需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を新たに設定し，または増加しようとされる場合で，当該不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分を新たに設定し，または増加された後1年に満たないで当該不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分を減少し

ようとされるときには，当該不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，69（一般供給設備の工事費負担金）および70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）により工事費負担金として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

ロ　発電量調整供給の場合

⑴　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

⑵　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

⑵　発電者または需要者が供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，⑴にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に⑴に準じて精算を行ないます。

⑶　非常変災等やむをえない理由による場合は，⑴にかかわらず精算いたしません。

55　解　約　等

⑴　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあり

ます。

なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

㈠　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

㈡　発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。

㈢　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

㈣　料金以外の債務を支払われない場合

㈤　当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更

および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

㈠　８（契約の要件）を欠くに至った場合

㈡　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

㈢　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

㈣　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

㈤　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

㈥　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

㈦　その他この約款に反した場合

⑵　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

⑶　発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

⑷　発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。

なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

⑸　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が⑴によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

56　契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

57　受電地点，供給地点および施設

⑴　受電地点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

⑷　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

⑷　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

⑷　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

⑷　59（地中引込線）⑷により地中引込線によって電気を受電する場合

⑷　その他特別の事情がある場合

⑵　供給地点

イ　接続供給の場合

⑷　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

⑷　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　59（地中引込線）⑷により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

⑶　受電地点または供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に支持物，引込線，変圧器，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

⑷　付帯設備（⑶により発電者または需要者の土地もしくは建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

⑸　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，⑴または

⑵に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

58　架空引込線

⑴　当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物もしくは補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

⑵　引込線取付点は，当社の電線路の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

⑶　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

⑷　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

⑸　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持

物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

59　地中引込線

⑴　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の電源側に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者または需要者が発電場所内または需要場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置を施設することがあります。

⑵　⑴により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は，当社の電線路の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担

により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

⑶　当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なう場合の付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　管路，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設されるマンホール等

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

⑷　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，⑴に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵，⑷または70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

60　連接引込線等

⑴　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線による引込みで電気を受電または供給することがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

⑵　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたしま

す。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。

62　引込線の接続

当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置変更工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

63　計量器等の取付け

⑴　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の２次配線，計量器の情報等を伝送するための通信端末装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）は，以下のとおりといたします。ただし，計量器の情報等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

⑵　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検針，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ鍵の提出等解錠に必要な協力を行なっていただくことがあります。

⑶ 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，⑴により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

⑷ 当社は，計量器の情報等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

⑸ 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

⑹ 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

64 通信設備等の施設

⑴ 給電指令上必要な保安通信電話は，契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。

⑵ 系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

⑶ 給電指令上必要な給電情報伝送装置等は，原則として当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。

⑷ 給電情報伝送装置等の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供し

ていただきます。

⑸　当社の通信設備と契約者または発電契約者の通信設備との接続点は，原則として発電場所内または需要場所内の地点とし，当社の通信線路が最短距離となる場所を基準として契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，山間地，離島にある発電場所または需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所または他の需要が見込まれない需要場所の場合，その他特別の事情がある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議により，発電場所または需要場所以外の地点を通信設備の接続点とすることがあります。

⑹　当社の変電所等から接続点に至るまでの通信設備は，原則として当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

⑺　契約者または発電契約者の希望によって通信設備の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

65　専用供給設備

⑴　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵または⑷の工事費負担金を，供給地点への供給設備については70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社が適当と認める場合

ロ　44（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認

められる場合

⑵ ⑴の専用設備は，原則として，受電地点から当該受電地点に最も近い変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

⑶ ⑵において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

⑷ ⑴および⑵において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

⑸ 当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，⑴イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ ２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，専用供給設備から電気を受電または供給することを希望されるとき。

ロ 契約者または発電契約者が，既に施設されている専用供給設備から電気を受電または供給することを希望される場合

Ⅷ　工事費の負担

66　受電地点への供給設備の工事費負担金

⑴　受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表13（標準設計基準）に定める標準設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電地点に最も近い変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，受電地点に最も近い基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線路および引込線等をいいます。

なお，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。また，基幹送電設備とは，ループ状に施設された基幹的な送電設備その他の特定の電源に係る送電を目的としない送電設備をいいます。

⑵　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑷　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で受電地点への供給

設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合

c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合

d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合

また，この場合も，⑴の工事費負担金を申し受けます。

㈡　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）⑵によるものといたします。

㈢　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，aおよびbの金額

a　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額

ただし，この約款実施の際現に託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150731資第50号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵イ㈢aただし書の適用を受けている場合は，ただし書により算定した金額といたします。

b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新た

に供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力１キロワットにつき	2,970 円　00 銭

ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に準ずるものといたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）⑵によるものといたします。

⑶　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑷　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）には，⑵イ㈠，㈡および⑶にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（⑵イ㈢により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑸　工事費の算定

⑴から⑷の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。

㈠　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

㈡　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

㈢　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の50パーセントに相当する金額（地役権の登記に要する費用を除きます。）は工事費に計上いたします。

㈣　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

㈤　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。

㈥　建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り工事費に計上いたします。

ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

㈠　鉄塔を利用して受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

㈡　管路等を利用して受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ニ　特別高圧で受電する場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たな利用部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　⑵イ㈢の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たな利用部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

⑹　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，

発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

⑺ 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，⑴，⑵または⑷にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，⑵の場合に準じて算定いたします。

⑻ Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいいます。

67 受電用計量器等の工事費負担金

⑴ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑵ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに給電情報伝送装置等を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

68 会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または

振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

69　一般供給設備の工事費負担金

⑴　低圧または高圧で供給する場合

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が無償こう長（架空供給側接続設備の場合は1,000メートル，地中供給側接続設備の場合は150メートルといたします。）をこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,410 円　00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	26,840 円　00 銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

ロ　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

⑴　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，⑴イの無償こう長に

供給地点の数を乗じてえた値といたします。

㈺　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

ハ　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合のイの超過こう長は，次により算定いたします。

㈠　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

㈺　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

⑵　特別高圧で供給する場合

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）について㈠により算定される工事費が㈺の当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，新増加接続送電サービス契約電力は，新たな利用部分にもとづき算定

し，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

⑷　工 事 費

a　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルトで供給する場合	561 円　00 銭
	標準電圧70,000ボルトで供給する場合	165 円　00 銭

なお，標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の12パーセントといたします。

また，標準電圧20,000ボルト，30,000ボルトまたは70,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事に要した費用の全額といたします。

b　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルトで供給する場合	627 円　00 銭
	標準電圧70,000ボルトで供給する場合	418 円　00 銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

また，標準電圧20,000ボルト，30,000ボルトまたは70,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事に要した費用の全額といたします。

c　スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，ｂにかかわらず，別表14（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として３回線の当社の電線路から，それぞれ

の回線ごとに施設していただいた変圧器の２次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

㈡　当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力 １キロワットにつき	5,500 円　00 銭

ロ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たな利用部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

⑶　19（接続送電サービス）⑵ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，⑴または⑵の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

⑷　供給側接続設備とは，供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，供給地点に最も近い発電所もしくは変電所の引出口に施設される断路器またはこれに相当する設備の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，供給地点に最も近い送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線路および引込線等をいいます。

なお，開閉所は，変電所とみなします。また，送電線路とは，発電所相互間，変電所相互間または発電所と変電所との間を連絡する電線路をいいます。

⑸　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

⑹　工事こう長とは，標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，工事こう長の単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第

1位で四捨五入いたします。

⑺　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

イ　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

ロ　契約電力

ハ　契約容量

なお，19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における負荷設備の総容量等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

⑻　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕⑵ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕⑵イ㈠に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

70　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

⑴　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契

約者から申し受けます。

イ　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

㈠　供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

㈡　標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合

㈢　その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合

また，この場合も，69（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

ロ　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，㈠または㈡の金額

㈠　標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，69（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

㈡　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第4条第7項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，イにかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額

ハ　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）⑵によるものといたします。

⑵　19（接続送電サービス）⑵ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給の

ために19（接続送電サービス）を利用される場合，または供給地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に準ずるものといたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）⑵によるものといたします。

71　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

⑴　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

⑵　44（託送供給等にともなう協力）によって供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

72　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定

70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および71（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）の場合の工事費は，次により算定いたします。

⑴　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。

イ　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

ロ　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

ハ　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の50パーセントに相当する金額（地役権の登記に要する費用を除きます。）は工事費に計上いたします。

ニ　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

ホ　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。

ヘ　建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り工事費に計上いたします。

ト　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，75（臨時工事費）に準じて算定いたします。

⑵　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，⑴に準じて算定いたします。

⑶　低圧または高圧で供給する場合で，70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）⑴イまたはロ㈠に該当し，かつ，その工事費を69（一般供給設備の工事費負担金）⑴イに定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，⑴および⑵にかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも69（一般供給設備の工事費負担金）⑴イにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

⑷　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

イ　鉄塔を利用して供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

ロ　管路等を利用して供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

⑸　特別高圧で供給する場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たな利用部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，69（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠に準じて算定いたします。

⑹　高圧で供給する場合で，予備供給設備の工事費を69（一般供給設備の工事費負担金）⑴イに定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，⑴または⑵にかかわらず，その工事費を69（一般供給設備の工事費負担金）⑴イにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

⑺　特別高圧で供給する場合，予備供給設備の工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望されるときを除き，⑴にかかわらず，69（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠およびロによって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，一般供給設備と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，69（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

⑻　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（⑶および⑹の場合を

除きます。）は，⑴または⑵にかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

⑼　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，69（一般供給設備の工事費負担金）または70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の場合に準じて算定いたします。

73　工事費負担金の申受けおよび精算

⑴　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお，9（検討および契約の申込み）⑷にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

⑵　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　69（一般供給設備の工事費負担金）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

⑷　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が5パーセントをこえる場合

⑸　標準電圧100ボルト，200ボルト，6,000ボルト，20,000ボルト，30,000ボルトまたは70,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合

⑹　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　66（受電地点への供給設備の工事費負担金），67（受電用計量器等の工事費負担金），68（会社間連系設備の工事費負担金），70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）（69〔一般供給設備の工事費負担金〕に準じ

て算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および71（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

㈠　低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（架空引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

㈡　特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

⑶　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

⑷　当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

⑸　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

⑹　低圧または高圧で供給する場合で，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたとき，またはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される69（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（76〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費負担金契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

74　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

⑴　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督

等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

⑵　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

75　臨時工事費

⑴　20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

⑵　臨時工事費を申し受ける場合は，69（一般供給設備の工事費負担金），70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および71（供給地点への供給

設備を変更する場合の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

⑶　低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

⑷　臨時工事費の精算は，73（工事費負担金の申受けおよび精算）⑵ロの場合に準ずるものといたします。

76　工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費負担金に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，工事費負担金契約書を作成いたします。

Ⅸ　保　　安

77　保安の責任

当社は，受電地点および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

78　保安等に対する発電者および需要者の協力

⑴　次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

⑵　発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，⑴に準じて，適当な処置をいたします。

⑶　発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

⑷　当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

79 調　　査

⑴ 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

⑵ 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点検

⑶ 当社は，⑴の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

80 調査等の委託

⑴ 当社は，79（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

⑵ 当社は，⑴によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

81 調査に対する需要者の協力

⑴ 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

⑵ 当社は，79（調査）⑴により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

82　検査または工事の受託

⑴　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

⑵　⑴の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

⑶　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

⑷　⑶の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

83　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

⑴　79（調査）

⑵　80（調査等の委託）

⑶　81（調査に対する需要者の協力）

⑷　82（検査または工事の受託）

附　　則

附　　則

1　実 施 期 日

この約款は，2024年４月１日から実施いたします。

2　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

⑴に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

⑴　適用範囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，㈠および㈡を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，㈠および㈡をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

㈠　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

㈡　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた

順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

⑵　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ，㈠ｃ，㈢ｃ，㈣ｃ，㈤ｃ，㈥ｃ，㈦ｃ，ロ㈠ｃ，㈡ｃ，㈠ｃ，ハ㈠ｃ，㈡ｃもしくは㈠ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ，㈢ｃ，ロ㈠もしくはハ㈠の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ㈠または㈡により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）⑷ハにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

㈠　接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

$$\text{接続供給課金対象電力} = \text{揚水最大電力等} \times \text{揚水等損失率} + \text{その他最大電力等}$$

㈡　接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

$$\text{接続供給課金対象電力量} = \text{揚水等接続供給電力量} \times \text{揚水等損失率} + \text{その他接続供給電力量}$$

ロ　１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力から適用の対象とする供給地点の１年間を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ の 他

㈠　19（接続送電サービス）(3)イ㈠ａに該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ㈡ａ，㈣ａまたは㈥ａにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

㈡　20（臨時接続送電サービス）(3)イ㈠ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ㈡ａにかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

㈣　20（臨時接続送電サービス）(3)イ㈣ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ㈥ａにかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3)　電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給

区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）⑿，⑳および㉑にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点にお

けるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

⑷　計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，⑴イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，⑴ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

⑸　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則４（受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた損失修正率によって修正したものといたします。

3　発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕

⑴　契約者が特定契約を締結している場合または特定送配電事業者が特定契約を締結している場合もしくは契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

⑵　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

⑶　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，51（契約の変更）⑶に準じて契約を変更していただくことがあります。

⑷　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

⑸　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）⑵イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差

対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡およびロ㈡にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈡に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，39（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合，26（給電指令時補給電力）⑵ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ26（給電指令時補給電力）⑵ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

⑴　29（料金の算定期間）

⑵　33（料金の算定）

⑶　34（支払義務の発生および支払期日）

⑷　35（料金その他の支払方法）

⑸　36（保証金）

⑹　48（違約金）

⑺　55（解約等）

ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通

知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

⑹　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（⑸において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）と

いたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

⑴　29（料金の算定期間）

⑵　33（料金の算定）

⑶　34（支払義務の発生および支払期日）

⑷　35（料金その他の支払方法）

⑺　⑴により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

⑴　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

⑵　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）⑴にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合

を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は，30（計量）⑴にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型等計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　38（託送供給等の実施）⑶へは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

⑻　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分

ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）⑶へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

⑼　その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。

4　受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧または供給電圧と同位にするために，原則として３パーセントの損失修正率によって修正したものといたします。

5　記録型等計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

⑴　低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型等計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたしま

す。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型等計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）⑵イ㈡，㈣または20（臨時接続送電サービス）⑵イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービ

ス）⑵イ⑷にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

⑵　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型等計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

6　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

⑴　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31（電力および電力量の算定）⑱イおよび⑲イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）⑵イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

⑵　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

7　損害賠償の免責についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができると

されている場合の損害に限ります。）を受けたときは，49（損害賠償の免責）⑴にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

8　みなし登録特定送配電事業者についての特別措置

この約款実施の際現に改正前の電気事業法附則第４条第２項に規定されるみなし登録特定送配電事業者が，特定送配電事業の用に供するための託送供給を行なう場合の料金および必要となるその他の供給条件のうち，この約款によりがたい事項については，みなし登録特定送配電事業者と当社との協議によって定めます。

9　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

⑴　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適用範囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

⑷　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までおよび10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における平日（毎年10月1日から11月30日までの期間を除きます。），土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日の午前８時から午後４時までの時間

⑴　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

⑴　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

⑵　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）⑵ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）⑵ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）⑵ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

また，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときの昼間時間最大電力は，19（接続送電サービス）⑷ロにかかわらず，⑴とし，ピークシフト電力は，19（接続送電サービス）⑷ハにかかわらず，⑵といたします。

⑴　昼間時間最大電力

昼間時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。

また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

㈡　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。

また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補

給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \begin{array}{l}\text{適用の対象とする}\\ \text{供給地点の接続送電}\\ \text{サービス契約電力}\end{array} - \begin{array}{l}\text{当該供給地点の}\\ \text{昼間時間最大電力}\end{array}$$

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ⑴ｃ(a)，⑵ｃ(a)，ハ⑴ｃ(a)または⑵ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ⑴ｃ(a)，⑵ｃ(a)，ハ⑴ｃ(a)または⑵ｃ(a)に準じて算定いたします。

ホ　そ の 他

⑴　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

⑵　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

⑵　１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）⑷の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）⑷にかかわらず，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から㈠によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

㈠　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷イにいうハのピークシフト電力は，㈡のピークシフト電力といたします。

㈡　負荷移行元時間最大電力

１年間を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における最大の接続供給電力（以下「負荷移行元時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移

行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

⑹　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。

また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \begin{array}{c}\text{適用の対象とする}\\ \text{供給地点の接続送電}\\ \text{サービス契約電力}\end{array} - \begin{array}{c}\text{当該供給地点の}\\ \text{負荷移行元時間}\\ \text{最大電力}\end{array}$$

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

㈡　１年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，この取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが19（接続送電サービス）⑷の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕⑷によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額をこの取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。

㈢　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）⑷ニに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）⑷ニに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から，㈠によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

㈠　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷イにいうハのピークシフト電力は，㈠のピークシフト電力といたします。

㈡　負荷移行元時間最大電力

１年間を通じての負荷移行元時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

㈢　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。

また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電に

よる停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \begin{array}{c}\text{適用の対象とする}\\ \text{供給地点の接続送電}\\ \text{サービス契約電力}\end{array} - \begin{array}{c}\text{当該供給地点の}\\ \text{負荷移行元時間}\\ \text{最大電力}\end{array}$$

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

⑵ニ　１年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，この取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それがこの取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額をこの取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。

ハ　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピー

クシフト電力は，附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）⑵ロまたはイ㈠もしくはロ㈠にかかわらず，適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力から適用の対象とする供給地点の１年間を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正の上，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ニ　⑴の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合の負荷移行元時間最大電力は，イ㈡またはロ㈡にかかわらず，㈠とし，ピークシフト電力は，⑴ハ㈡またはイ㈠もしくはロ㈠にかかわらず，㈡といたします。

㈠　負荷移行元時間最大電力

負荷移行元時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，⑴イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じ

て値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

㈡　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。

また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，⑴イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \begin{matrix}\text{適用の対象とする} \\ \text{供給地点の接続送電} \\ \text{サービス契約電力}\end{matrix} - \begin{matrix}\text{当該供給地点の} \\ \text{負荷移行元時間} \\ \text{最大電力}\end{matrix}$$

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

10　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）⑴にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

11　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）⑵への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が2023年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，26（給電指令時補給電力）⑵ニ，31（電力および電力量の算定）⑱ロおよび⑲ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

12　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大

臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

⑴　代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。

ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

⑵　契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）⑷イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の㈠および㈡の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

㈠　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

㈡　需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

⑶　供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕⑭イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

⑷　料金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

⑴　適用

発電バランシンググループにおいて，39(給電指令の実施等)⑸もしく

は⑹または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

㈡　発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a)　適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a)　適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調

整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適用

39(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ)　接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a)　適用範囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算

定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a)　適用範囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(イ)　適用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a)　適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定め

る需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a)　適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設

定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

⑷　契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

39（給電指令の実施等）⑷または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

⑷　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

39（給電指令の実施等）⑸もしくは⑹または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

⑸　電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）⑶にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに

算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）⑷ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）⑾にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）⑿にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）⑮にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）⑯にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑶のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，31（電力および電力量の算定）⑰にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）

⑱ロにかかわらず，次の(イ)，(ロ)および(ハ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(イ) 30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ロ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a 当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b 39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c 39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

⑹　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）

と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⑼　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量

（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

d　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

e　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給お

よび39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）

に39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

$$\begin{array}{l}\text{発電量調整受電}\\ \text{計画差対応}\\ \text{補給電力量}\end{array} = \begin{array}{l}\text{発電量調整}\\ \text{受電計画}\\ \text{電力量}\end{array} - \begin{array}{l}\text{39（給電指令の実施等）}\\ \text{⑵ホによる出力}\\ \text{抑制対象電力量}\end{array} - \begin{array}{l}\text{39（給電指令の実施等）}\\ \text{⑵へによる出力}\\ \text{抑制対象電力量}\end{array} - \begin{array}{l}\text{発電量調整}\\ \text{受電電力量}\end{array}$$

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令

時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値

を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 －接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）⑵1にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）⑵2にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量

を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときは，次のとおりといたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$$

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）㉓にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

⑹　託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

⑺　解約等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）⑴ハ㈠，㈡，㈢または㈣にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）⑴を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑵を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑷ロ，ハ，ニもしくはホまたは⑵を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

⑻　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑴にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

⑷　発電量調整供給に係る料金は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ロにかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，⑷により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

⑷　インバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

⑷　当社は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必

要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

㈡　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，㈠にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑹ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

⑼　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）⑵への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，⑷ニ㈡ｄ，⑸チおよび⑸リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

⑽　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

13　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

⑴　当社は，39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）⑾にかかわら

ず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

⑵　当社は，39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）⑾にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

⑶　当社は，39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）⑾にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額

をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

14　系統連系受電サービス等についての特別措置

⑴　発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）⑵ロおよびハならびに41（契約超過金）⑵ロおよびハに準じて定めます。

なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）⑵ロおよび41（契約超過金）⑵ロに定める契約受電電力の比とみなします。

また，発電場所がイ㈠に該当する場合，22（系統連系受電サービス）⑶イの基本料金および22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈠の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，１月においてイ㈠における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。

イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

㈠　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

㈡　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

㈠　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

ロ　イ㈠，㈡または㈠に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。

当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑻イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

⑵　⑴の場合で，特定契約または一時調達契約に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。

なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。

また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

⑶　発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が，⑴イ㈠またはロ〔⑴イ㈠に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型等計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。

22（系統連系受電サービス）⑶に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）⑵に定める契約超過金は申し受けません。

ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型等計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。

㈠　22（系統連系受電サービス）⑵イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

㈡　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。

ａ　41（契約超過金）⑵イ㈠またはロ㈠における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

ｂ　41（契約超過金）⑵イ㈡またはロ㈡における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。

⑷　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適用範囲

原則として，2024年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。

ロ　系統連系受電サービス料金等

22（系統連系受電サービス）⑶に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）⑵に定める契約超過金は申し受けません。

なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，㈠，㈡または㈢により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。

⑷　系統連系受電課金対象電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑻イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

⑷　発電量調整受電電力量

a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー

発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）⑴ただし書または附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑺ハもしくは⑻イに準じて算定いたします。

b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）⑴ただし書または附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑺ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。

なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。

⑵　契約超過受電電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

⒜　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

⑹　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

⑹　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。

⑹　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

⑸　揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）⑶ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。

イ　発電設備が⑷イに定める適用範囲に該当する場合

22（系統連系受電サービス）⑶に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）⑵に定める契約超過金を申し受けません。

ロ　発電設備が⑷イに定める適用範囲に該当しない場合

発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）⑶ロに定める電力量料金を申し受けます。

⑹　発電設備等に係る供給地点において最終保障供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。

イ　18（料金）⑶ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。

ロ　22（系統連系受電サービス）⑵における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）⑵における契約超過受電電力の算定上，当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなします。

ハ　39（給電指令の実施等）⑺において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。

ニ　53（契約の廃止）⑷または55（解約等）⑸において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。

⑺　2024年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。

イ　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

都 道 府 県	市　町　村
大　阪　府	岸和田市，豊中市，池田市，吹田市，泉大津市，高槻市，　貝塚市，　守口市，　枚方市，　茨木市，泉佐野市，富田林市，寝屋川市，大東市，和泉市，箕面市，門真市，摂津市，泉南市，四條畷市，交野市，阪南市，島本町，忠岡町，熊取町，田尻町
兵　庫　県	尼崎市，伊丹市
京　都　府	京都市，宇治市，城陽市，向日市，長岡京市，八幡市，京田辺市，大山崎町，久御山町，精華町
奈　良　県	奈良市，大和高田市，大和郡山市，天理市，橿原市，生駒市，香芝市，葛城市，三郷町，斑鳩町，安堵町，川西町，　三宅町，　田原本町，　上牧町，　王寺町，広陵町，河合町
滋　賀　県	草津市，守山市，栗東市，野洲市，湖南市，竜王町，愛荘町，豊郷町，甲良町

ロ　受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡にかかわらず，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡にかかわらず，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

15　2025年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置

この約款実施の日から2025年３月31日までの期間における需要者の電気の使

用または21（予備送電サービス）の使用を制限または中止した場合の料金については，39（給電指令の実施等）⑼または⑽にかかわらず，次のとおりといたします。

⑴　当社は，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハ，トまたは⑶によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

⑷　割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の19（接続送電サービス）または20（臨時接続送電サービス）の基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）⑴イ，ロ，ニ，ホまたはヘの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

⑸　割 引 率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

⑹　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供

給する場合

⑷　割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の19（接続送電サービス）または20（臨時接続送電サービス）の基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）⑴イ，ロ，ニ，ホまたはヘの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

⑸　割 引 率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

⑹　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　　式）

ａ　接続供給電力を制限した場合

H’＝　H×（D－d）／D

H’＝　修正時間

H　＝　制限時間

D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

ｂ　接続供給電力量を制限した場合

H’＝　H×（A－B）／A

H’＝　修正時間

H　＝　制限時間

A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量
（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。）

B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

⑵　⑴による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

⑶　21（予備送電サービス）の使用を制限し，または中止した場合には，⑴および⑵に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

16　料金についての切替措置

2024年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。

なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における2024年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

別　　表

別　　表

1　契約設備電力の算定

契約設備電力は，原則として，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

ただし，これによりがたい場合は，主開閉器の定格電流にもとづき別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

2　系統設備効率化割引の対象変電所等

⑴　系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割引区分	割引対象変電所等
Ａ－１	信貴変電所
Ａ－２	西京都変電所，南京都変電所，新生駒変電所， 紀の川変電所，金剛変電所，御坊変電所，淀川変電所， 東大阪変電所，下穂積変電所，湖南変電所，洛南変電所， 枚方変電所，新寝屋川変電所，南河内変電所， 南大阪変電所，北葛城変電所，喜撰山開閉所， 東大和開閉所，東近江開閉所，紀北変換所， 鳴門変電所（四国電力送配電株式会社）
Ａ－３	北摂変電所，猪名川変電所，新綾部変電所，嶺南変電所， 能勢変電所，奥多々良木変電所，伊丹変電所，北大阪変電所， 東播変電所，西神戸変電所，北豊中変電所，小曽根変電所， 湖東変電所，西大阪変電所，甲賀変電所，栗東変電所， 泉南変電所，泉北変電所，海南港変電所，多奈川変電所， 西淡変電所，京北開閉所，山崎開閉所，大河内開閉所

割引区分	割引対象変電所等
Ｂ－１	有馬変電所，城見変電所，松ケ丘変電所，真上町変電所， 阿武野変電所，水無瀬変電所，富田変電所，上牧変電所， 高槻変電所，芥川変電所，東天川変電所，西天川変電所， 五百住変電所，如是変電所，茨木変電所，春日変電所， 下穂積変電所，南茨木変電所，山田変電所，千里丘変電所， 小野原変電所，西宿変電所，上新田変電所，稲変電所， 桜ケ丘変電所，渋谷変電所，箕面変電所，石橋変電所， 刀根山変電所，北豊中変電所，池田変電所，熊野変電所， 長興寺変電所，佐井寺変電所，岸部変電所，山手町変電所， 西千里変電所，楠葉変電所，招提変電所，牧野変電所， 田口変電所，長尾変電所，長尾元町変電所，津田変電所， 中宮変電所，洞ヶ峠変電所，郡津東変電所，禁野変電所， 南枚方変電所，中振変電所，茄子作変電所，唐崎変電所， 光善寺変電所，目垣変電所，真砂変電所，沢良宜変電所， 鳥飼変電所，正雀変電所，味生変電所，香里変電所， 三井変電所，豊野変電所，下池田変電所，平池変電所， 交野変電所，星田変電所，寝屋川変電所，四条畷変電所， 砂変電所，神田変電所，大庭変電所，大和田変電所， 藤田変電所，浜町変電所，八雲変電所，守口変電所， 速見変電所，寺方変電所，旭東変電所，島頭変電所， 北島橋変電所，茨田変電所，茨田浜変電所，末広変電所， 瑞光変電所，小松変電所，吹田変電所，野崎変電所， 大東変電所，中垣内変電所，豊里町変電所，豊津変電所， 浜変電所，南金田変電所，豊南変電所，西三国変電所， 淡路町変電所，東淀川変電所，木川変電所，三国変電所， 服部変電所，庄内変電所，三津屋変電所，十三変電所， 長柄変電所，西扇町変電所，北野変電所，大仁変電所， 福島変電所，曽根崎変電所，扇町変電所，空心町変電所， 天満橋変電所，北浜変電所，船場変電所，久宝寺変電所， 亀甲町変電所，大開町変電所，備後町変電所， 農人橋変電所，赤川変電所，生江町変電所，森小路変電所， 関目変電所，放出変電所，都島変電所，野江変電所， 新喜島変電所，中本変電所，今津町変電所，御幣島変電所， 姫島変電所，福変電所，新大岩変電所，加納変電所， 鴻池変電所，石切変電所，下島変電所，枚岡変電所， 桜町変電所，三宅変電所，田井城変電所，藤井寺変電所， 道明寺変電所，中村変電所，津久野変電所，深井変電所， 西浦変電所，福田変電所，八田変電所，北野田変電所， 高石変電所，喜志変電所，信太変電所，深阪変電所， 菱木変電所，新狭山変電所，府中変電所，黒鳥変電所， 光明池変電所，富田林変電所，泉ヶ丘変電所，錦織変電所， 汐ノ宮変電所，滝谷変電所，唐国変電所，岸和田変電所， 田治米変電所，栂変電所，蛸地蔵変電所，長野変電所， 三日市変電所，桂変電所，上里変電所，長岡変電所， 大山崎変電所，久我変電所，双ケ岡変電所，嵯峨変電所， 太秦変電所，西院変電所，太子道変電所，朱雀野変電所， 白梅町変電所，北衣手変電所，堀川変電所，島原変電所，

割引区分	割引対象変電所等
Ｂ－１	西京極変電所，東寺変電所，大仏変電所，三条変電所， 下京変電所，吉祥院変電所，七条変電所，向日町変電所， 神足変電所，醍醐変電所，山科変電所，西山科変電所， 大塚変電所，新山科変電所，木津変電所，多田変電所， 川西変電所，中山寺変電所，山本変電所，久代変電所， 宝塚変電所，安倉変電所，仁川変電所，昆陽変電所， 千僧変電所，東伊丹変電所，稲野変電所，椎堂変電所， 塚口変電所，神崎変電所，潮江変電所，杭瀬変電所， 名神町変電所，立花変電所，尼崎変電所，前浜変電所， 北鳴尾変電所，北立花変電所，武庫変電所，甲東園変電所， 広田変電所，中須佐変電所，西宮変電所，津門変電所， 香枦園変電所，夙川変電所，岩園変電所，芦屋変電所， 深江変電所，本山変電所，甲南変電所，魚崎変電所， 六甲アイランド変電所，御影変電所，新在家変電所， 篠原変電所，上筒井変電所，葺合変電所，神戸港変電所， 三宮変電所，元町変電所，新開地変電所，和田変電所， 秋篠変電所，登美ヶ丘変電所，東生駒変電所，堅田変電所， 阪本変電所，守山変電所，駒井沢変電所，皇子山変電所， 草津変電所，矢橋変電所，野路変電所，瀬田変電所， 木村橋変電所，野口変電所，別府変電所
Ｂ－２	上本町変電所，岡町変電所，江戸堀変電所，中之島変電所， 真田山変電所，信濃橋変電所，立売堀変電所，波除変電所， 四貫島変電所，北港変電所，舞洲変電所，市岡変電所， 本田変電所，築港変電所，泉尾変電所，鶴町変電所， 南恩加島変電所，諏訪変電所，鶴橋変電所，中川町変電所， 猪飼野変電所，今里変電所，佃変電所，河内変電所， 稲田変電所，春宮変電所，三休橋変電所，道頓堀変電所， 西堤変電所，高井田変電所，荒本変電所，意岐部変電所， 千日前変電所，高津変電所，永和変電所，湊町変電所， 足代変電所，難波変電所，桃谷変電所，下寺町変電所， 芦原橋変電所，花園変電所，俊徳変電所，小坂変電所， 布施変電所，瓢箪山変電所，津守変電所，萩之茶屋変電所， 田島変電所，天王寺変電所，長瀬変電所，友井変電所， 阿倍野変電所，今宮変電所，百済変電所，巽変電所， 美章園変電所，正覚寺変電所，小畑変電所，西八尾変電所， 緑ヶ丘変電所，上尾町変電所，玉出変電所，帝塚山変電所， 南港変電所，敷津変電所，平野変電所，山坂変電所， 中野変電所，粉浜変電所，加美変電所，東郷変電所， 鷹合町変電所，加賀屋変電所，竜華変電所，刑部変電所， 上住吉変電所，老原変電所，八尾変電所，住之江変電所， 長吉変電所，苅田変電所，我孫子変電所，瓜破変電所， 錦綾変電所，川辺変電所，堅下変電所，弓削変電所， 三宝変電所，東堺変電所，大小路変電所，長曽根変電所， 天美変電所，竜神変電所，松原変電所，高鷲変電所，

割引区分	割引対象変電所等
Ｂ－２	土師ノ里変電所，金岡変電所，旭ケ丘変電所， 石津川変電所，恵我之荘変電所，梅町変電所，金田変電所， 浜寺変電所，美原変電所，鳳変電所，大野芝変電所， 泉北港変電所，日置荘変電所，福泉変電所，助松変電所， 泉大津変電所，荒木変電所，土生変電所，貝塚変電所， 二色浜変電所，見出川変電所，佐野変電所， りんくうタウン変電所，鶴原変電所，羽倉崎変電所， 尾崎変電所，上中町変電所，南川町変電所，小浜変電所， 高浜変電所，白鳥変電所，中舞鶴変電所，弥栄町変電所， 間人変電所，峰山変電所，岩滝変電所，波路変電所， 東舞鶴変電所，岩井変電所，綾部変電所，馬堀変電所， 大原野変電所，大宮変電所，西賀茂変電所，上賀茂変電所， 田中変電所，室町変電所，松ヶ崎変電所，山端変電所， 中京変電所，竹間変電所，上鳥羽変電所，蹴上変電所， 河原町変電所，寺町変電所，祇園変電所，有隣変電所， 勧進橋変電所，清井町変電所，錦変電所，淀変電所， 丹波橋変電所，伏見変電所，下鳥羽変電所，木幡変電所， 小倉変電所，菟道変電所，稲荷変電所，深草変電所， 枇杷庄変電所，市辺変電所，大久保変電所，久御山変電所， 岩田変電所，男山変電所，久世変電所，久津川変電所， 松井変電所，篠山変電所，丹南変電所，ゆりのき台変電所， 弥生が丘変電所，鹿の子台変電所，藤原台変電所， 口酒井変電所，園田変電所，南尼崎変電所，南灘変電所， 旭変電所，ポート南変電所，ポートアイランド変電所， 中山手変電所，楠橋変電所，有馬道変電所， 丸山変電所（兵庫県神戸市），会陽変電所，菅原変電所， 長田変電所，千歳町変電所，鷹取変電所，須磨変電所， 神戸変電所，箕谷変電所，鈴蘭台変電所，高塚山変電所， 樫野台変電所，白川変電所，落合変電所（兵庫県神戸市）， 名谷変電所，垂水変電所，舞子変電所，歌敷山変電所， 大蔵谷変電所，有瀬変電所，太寺変電所，南明石変電所， 西明石変電所，明石変電所，西大久保変電所， 江井島変電所，土山変電所，奈良変電所，高天町変電所， 平城変電所，南生駒変電所，学園前変電所，富雄変電所， 菅原町変電所，六条西変電所，京終変電所，北之庄変電所， 昭和変電所，二階堂変電所，丹波市変電所，王寺変電所， 真美ヶ丘変電所，市場変電所，高田変電所，西橿原変電所， 橿原変電所，田原本変電所，千代変電所，桜井変電所， 畝傍変電所，栄和町変電所，下田変電所，川合変電所， 川原樋川変電所，草野川変電所，高月町変電所， 新長浜変電所，長浜変電所，彦根変電所，芹川変電所， 八幡変電所，近江河西変電所，祇王変電所，浜大津変電所， 大津変電所，新草津変電所，膳所変電所，松江変電所， 北島変電所，和歌山変電所，貝柄町変電所，宮変電所， 城北橋変電所，湊変電所，手平変電所，堀止変電所， 海南変電所，甲斐川変電所，田辺変電所，新宮変電所， 浜坂変電所，城崎変電所，八鹿変電所，中瀬変電所，

割引区分	割引対象変電所等
Ｂ－２	城北変電所，城西変電所，総社変電所，宮西変電所， 東延末変電所，城南変電所，手柄変電所，飾磨港変電所， 高畑変電所，一色変電所，矢田川変電所

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として2028年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

⑵　系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ　⑴の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）⑴により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として2028年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

また，2024年３月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ　⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ　⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，⑴の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ　2024年４月１日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等

を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－１	Ａ－１，Ａ－２，Ａ－３ または割引対象外	Ａ－１
Ａ－２	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２，Ａ－３ または割引対象外	Ａ－２
Ａ－３	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２	Ａ－２
	Ａ－３または割引対象外	Ａ－３
Ｂ－１	Ｂ－１，Ｂ－２ または割引対象外	Ｂ－１
Ｂ－２	Ｂ－１	Ｂ－１
	Ｂ－２または割引対象外	Ｂ－２

3　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）⑵イ㈡もしくは㈣または20（臨時接続送電サービス）⑵イ㈠ｂもしくは㈡ｂの場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

⑴　供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場

合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）}\times\text{電圧（ボルト）}\times\frac{1}{1{,}000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

⑵　供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）}\times\text{電圧（ボルト）}\times 1.732\times\frac{1}{1{,}000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

⑴　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換算容量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×150パーセント	管灯の定格消費電力（ワット）×125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×200パーセント	

ロ　ネオン管灯

２次電圧（ボルト）	換算容量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

ニ　水 銀 灯

出　　力（ワット）	換 算 容 量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60以下	80	170	70
80以下	100	190	90
100以下	150	200	130
125以下	160	290	145
200以下	250	400	230
250以下	300	500	270
300以下	350	550	325
400以下	500	750	435
700以下	800	1,200	735
1,000以下	1,200	1,750	1,005

⑵　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

⑴　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

⑵　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　力 （ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35以下	—	160	出力（ワット） ×133.0パーセント
45以下	—	180	
65以下	—	230	
100以下	250	350	
200以下	400	550	
400以下	600	850	
550以下	900	1,200	
750以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換算容量（入力〔キロワット〕）
出力（馬力）　×　93.3パーセント
出力（キロワット）× 125.0パーセント

⑶　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量（入力）（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格1次最大入力（キロボルトアンペア）の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過 30ミリアンペア以下	1.5
		30ミリアンペア超過 50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過 100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過 200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過 300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過 500ミリアンペア以下	7.5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	10
	95キロボルトピーク超過 100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過 300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過 500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	13.5
	100キロボルトピーク超過 125キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	9.5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過 150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	11
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量 0.75マイクロファラッド以下		1
	0.75マイクロファラッド超過 1.5マイクロファラッド以下		2
	1.5マイクロファラッド超過 3マイクロファラッド以下		3

⑷　電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

$$\text{入力（キロワット）} = \begin{matrix}\text{最大定格１次入力}\\ \text{（キロボルトアンペア）}\end{matrix} \times 70\text{パーセント}$$

ロ　イ以外の場合

$$\text{入力（キロワット）} = \begin{matrix}\text{実測した１次入力}\\ \text{（キロボルトアンペア）}\end{matrix} \times 70\text{パーセント}$$

⑸　そ の 他

イ　⑴，⑵，⑶および⑷によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

5　平均力率早見表

⑴　この約款における平均力率は次表によります。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

⑵　有効電力量および無効電力量の計量については，　30（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，　30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧または供給電圧と同位にするために，原則として３パーセントの損失修正率によって修正したものといたします。

Wo/Wの値		平均力率（%）	Wo/Wの値		平均力率（%）
0.0000から	0.1004まで	100	1.0932から	1.1231まで	67
0.1005	0.1752	99	1.1232	1.1536	66
0.1753	0.2279	98	1.1537	1.1848	65
0.2280	0.2718	97	1.1849	1.2166	64
0.2719	0.3106	96	1.2167	1.2490	63
0.3107	0.3461	95	1.2491	1.2822	62
0.3462	0.3793	94	1.2823	1.3161	61
0.3794	0.4108	93	1.3162	1.3508	60
0.4109	0.4409	92	1.3509	1.3864	59
0.4410	0.4701	91	1.3865	1.4229	58
0.4702	0.4984	90	1.4230	1.4603	57
0.4985	0.5261	89	1.4604	1.4988	56
0.5262	0.5533	88	1.4989	1.5384	55
0.5534	0.5801	87	1.5385	1.5792	54
0.5802	0.6066	86	1.5793	1.6211	53
0.6067	0.6329	85	1.6212	1.6644	52
0.6330	0.6590	84	1.6645	1.7091	51
0.6591	0.6850	83	1.7092	1.7554	50
0.6851	0.7110	82	1.7555	1.8031	49
0.7111	0.7370	81	1.8032	1.8526	48
0.7371	0.7630	80	1.8527	1.9039	47
0.7631	0.7892	79	1.9040	1.9571	46
0.7893	0.8154	78	1.9572	2.0124	45
0.8155	0.8419	77	2.0125	2.0700	44
0.8420	0.8685	76	2.0701	2.1299	43
0.8686	0.8954	75	2.1300	2.1923	42
0.8955	0.9225	74	2.1924	2.2576	41
0.9226	0.9500	73	2.2577	2.3258	40
0.9501	0.9778	72	2.3259	2.3972	39
0.9779	1.0060	71	2.3973	2.4721	38
1.0061	1.0345	70	2.4722	2.5507	37
1.0346	1.0636	69	2.5508	2.6334	36
1.0637	1.0931	68	2.6335	2.7206	35

Wo/Wの値		平均力率（%）	Wo/Wの値		平均力率（%）
2.7207から	2.8126まで	34	5.9776から	6.3736まで	16
2.8127	2.9099	33	6.3737	6.8237	15
2.9100	3.0130	32	6.8238	7.3396	14
3.0131	3.1225	31	7.3397	7.9373	13
3.1226	3.2390	30	7.9374	8.6380	12
3.2391	3.3633	29	8.6381	9.4712	11
3.3634	3.4962	28	9.4713	10.4787	10
3.4963	3.6389	27	10.4788	11.7221	9
3.6390	3.7919	26	11.7222	13.2958	8
3.7920	3.9572	25	13.2959	15.3521	7
3.9573	4.1362	24	15.3522	18.1543	6
4.1363	4.3305	23	18.1544	22.1997	5
4.3306	4.5424	22	22.1998	28.5539	4
4.5425	4.7744	21	28.5540	39.9875	3
4.7745	5.0298	20	39.9876	66.6667	2
5.0299	5.3121	19	66.6668	199.9975	1
5.3122	5.6261	18	199.9976	∞	
5.6262	5.9775	17			

（注）1　W……有効電力量（kWh）　　Wo……無効電力量（kvarh）

2　Wo/Wは小数点以下第４位までとし，第５位で四捨五入するものといたします。

3　この表は平均力率＝$\frac{W}{\sqrt{W^2+Wo^2}}$×100の算式により計算されています。

6　契約負荷設備の総容量の算定

⑴　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

⑷　住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

１差込口につき　50ボルトアンペア

⑸　⑷以外の場合

１差込口につき　100ボルトアンペア

⑵　⑴により，契約負荷設備の総容量を算定することが不適当と認められる場合は，原則として，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。ただし，寮，アパート等は，建物構造を参考に協議決定いたします。

7　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

⑴　発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約

定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合は，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

$$\text{発電バランシンググループごとの発電計画} = \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

⑵　接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定が

ない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合は，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

⑶　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

⑴　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

⑵　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，⑴以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の⑴または⑵に該当する場合は，次に定

める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの31（電力および電力量の算定）⑭イ㈡および㈢の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

$$\text{需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画} = \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

㈠ 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

㈡ 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回る場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた値

8 電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

⑴ 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ 接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）⑴イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗

じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

⑵　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力または契約

容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

⑴　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

⑵　前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

⑴　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

⑵　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

⑶　⑴または⑵によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，⑵によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

⑷　発電量調整受電電力量の協定については，⑵および⑶に準ずるものといたします。

9　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第１年度，第２年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">週間計画と同一の時刻の接続対象電力</td><td>30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
(自己等への電気の供給の場合を除く)</td><td colspan="3">－</td></tr>
</table>

（注）１　需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

２　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

３　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

４　翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

10　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，翌々週）</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力最大値および最小値</td><td>広域的機動的発電計画進定の発受電電力広推指刻の整と調力営が時と調力電運関るご量電力</td><td>翌日と同一の発電計画の調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量
調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力最大値小値契約電力を超える発電抑制ご分売値および最小値契約電力を超える発電抑制ご分売値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力最大値小値契約電力を超える発電抑制ご分売値および最小値契約電力を超える発電抑制ご分売値</td><td>広域的機動的発電計画進定の発受電電力広推指刻の整と調力営が時と調力電運関るご量電力</td><td>翌日と同一の発電計画の調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量に調整受電電力量契約者，発電量はご需要抑制契約者および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td>―</td><td>―</td><td colspan="4">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注）１　発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

２　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

３　当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

4　計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。

5　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

6　翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，翌々週）</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>日日制電大最
平休抑受最び対
のび要整のよ
各おの量電値小
月よ需調力おの
値契電た制とお
分売値</td><td>日日制電大最
平休抑受最び対
のび要整のよ
各おの量電値小
週よ需調力おの
値契電た制とお
分売値</td><td>的機す日要整に約契は契のよの
域進定の需調力契電た制とお分
広推指刻の量電る発ま抑ご分売値
力営が時と制電す者，者要者達販画
電運関るご抑受対約需約調び計画値</td><td colspan="2">計画と刻制電す
間一の要整に約契は契のよの
週同の需調力契電た制とお分
の量電る発ま抑ご分売値</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>日日制電大最す
平休抑受最び対者，者要者達販画
のび要整のよに約契は契のよの
各おの量電値小る発ま抑ご分売値</td><td>日日制電大最す
平休抑受最び対者，者要者達販画
のび要整のよに約契は契のよの
週よ需調力おの値契電た制とお分
各おの量電値小る発ま抑ご分売値</td><td>的機す日要整に約契は契のよの
域進定の需調力契電た制とお分
広推指刻の量電る発ま抑ご分売値
力営が時と制電す者，者要者達販画
電運関るご抑受対約需約調び計画値</td><td colspan="2">計画と刻制電す
間一の要整に約契は契のよの
週同の需調力契電た制とお分
の量電る発ま抑ご分売値</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者ま約お者，はごと需要抑制契約の調達分び販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>－</td><td>－</td><td>－</td><td>－</td><td>－</td><td>30分ごとの値</td></tr>
</table>

（注）１　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

２　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

３　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

４　翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1)　照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧 （ボルト）	管灯の定格消費電力 （ワット）	コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
	60	17
	80	25
	100	30
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ　ネオン管灯

変圧器２次電圧 （ボルト）	変圧器容量 （ボルトアンペア）	コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）
3,000	80	20
6,000	100	30
9,000	200	50
12,000	300	50
15,000	350	75

ハ　水 銀 灯

出力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100ボルト	200ボルト
50以下	30	7
100以下	50	9
250以下	75	15
300以下	100	20
400以下	150	30
700以下	250	50
1,000以下	300	75

⑵　誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

⑴　単相誘導電動機

電動機定格出力	馬　　力	1/8	1/4	1/2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)	使用電圧100ボルト	40	50	75	100
	使用電圧200ボルト	20	20	30	40

⑵　３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬　力		1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット		0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)	2極	60ヘルツ	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4極	60ヘルツ	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6極	60ヘルツ	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機定格出力															
	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

⑶　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力(キロボルトアンペア)	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

⑷　そ の 他

⑴，⑵および⑶によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

13　標準設計基準

⑴　適　　用

イ　この基準は，Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計で施設する場合の工事費の算定に適用いたします。

ロ　この基準に明記していない場合は，電気設備に関する技術基準，その他の法令，当社の設計基準等にもとづき技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

ハ　地形上その他周囲の状況からこの基準によりがたいため特別な施設を要する場合は，技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

⑵　低圧または高圧電線路

イ　通　　則

⑴　電圧降下の許容限度

低圧または高圧電線路における電圧降下の限度の標準は，次表の値といたします。この場合，電線路は受電地点または供給地点から当該の需要に電気を供給する発変電所の引出口に設置する断路器もしくはこれに相当する機器または供給用変圧器の負荷側接続点までといたします。

	低圧		高圧
公称電圧（ボルト）	100	200	6,600
電圧降下（ボルト）	6	20	600

ただし，既設電線路を利用する場合または他の需要と同時に供給設備を施設する場合は，他の需要の電圧降下および法令で定められた電圧維持基準等を考慮して施設いたします。

⑵　経 過 地

低圧または高圧電線路の経過地は，地形その他用地の事情を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

⑶　電線路の種類

低圧または高圧電線路は架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上不可能な場合または技術上，経済上もしくは用地の確保が著しく困難な場合は他の方法によります。

ロ　低圧または高圧架空電線路

⑴　電線路の施設

a　低圧または高圧架空電線路は，単独電線路の新設，他の架空電線路

との併架，電線張替えまたは負荷分割のうち，線路の保守および保安に支障を来たさない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。

b　高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として1回線といたします。

(ロ)　支持物の種類

低圧または高圧架空電線路の支持物には，原則として，工場打鉄筋コンクリート柱で，無着色のものを使用いたします。ただし，周囲の状況，地形または経済上適当でない場合には，他の支持物を使用することがあります。

(ハ)　標準径間

低圧または高圧架空電線路の標準径間は，原則として次表の値といたします。

最大径間 (メートル)	60

(ニ)　支持物の長さ

低圧または高圧架空電線路の支持物の長さは，次表の値を標準といたします。ただし，施設場所の状況により，根入れ，他の工作物との離隔，装柱等の関係から必要な場合は，この長さ以外のものといたします。

(単位：メートル)

装　　柱	長 さ
低　　圧	12
高　　圧	14
高低圧併架	14

(ホ)　が い し

低圧または高圧架空電線路のがいしは，原則として次表のものを使用いたします。

使用箇所 / 電　圧	引通箇所	引留箇所
低　圧	低圧引留がいし	低圧引留がいし
低圧引込	低圧引留がいし	低圧引留がいし 低圧引留三角がいし 低圧引留バインドレスがいし
高　圧	高圧ピンがいし 限流アークホーン付引通がいし	高圧耐張がいし 限流アーク付引留がいし

(ﾍ)　電線の種類および太さ

a　低圧または高圧架空電線の導体には，硬銅線またはアルミ線を使用いたします。ただし，技術上，経済上不適当な場合は，他の適当な材質のものを使用いたします。

b　低圧または高圧架空電線および低圧または高圧架空引込線には，絶縁電線を使用いたします。

c　低圧または高圧架空電線路の電線の太さは，許容電流，電圧降下および機械的強度を考慮して，次表により選定いたします。

架空電線の太さの最低限度

電　圧	直径（ミリメートル）
低　圧	5.0
低圧引込	2.6
高　圧	5.0

（注）　低圧架空引込線については，特殊なものは，上表にかかわらず2.0ミリメートルを使用することがあります。

硬銅線の種類，太さおよび許容電流

（単位：アンペア）

			単線（ミリメートル）				より線（平方ミリメートル）							
			2.6	3.2	4.0	5.0	5.5	8	14	22	38	60	80	100
低圧絶縁電線	屋外用ビニル絶縁電線（OW）	低圧線	－	－	－	103	－	－	－	－	153	206	－	302
		引込線	44	58	78	－	－	－	－	112	153	206	－	302
	600ボルトビニル絶縁電線（IV）		48	62	81	－	－	－	88	115	162	217	－	298
	引込用ビニル絶縁電線（DV）	2心	38	50	－	－	－	－	70	92	－	－	－	－
		3心＊	34	44	－	－	－	－	62	80	113	152	－	－
	600ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブル（VV）		34	－	－	－	－	43	57	81	113	152	－	209
高圧絶縁電線	高圧架橋ポリエチレン絶縁電線（OC）		－	－	－	146	－	－	－	－	－	－	335	－
	高圧引下用架橋ポリエチレン絶縁電線（PDC）		－	－	－	－	71	－	－	－	－	－	－	－

＊交流単相３線式の場合は２心の許容電流を適用する。

アルミ線の種類，太さおよび許容電流

（単位：アンペア）

		アルミより線（平方ミリメートル）			
		25	32	58	120
低圧絶縁電線	着雪防止形屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（SN-ACSR/AC-OC）	130	－	215	－
	低風圧形屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（ACSR/AC-OC-L）	－	－	－	335
高圧絶縁電線	低風圧形屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（ACSR/AC-OC-L）	－	146	－	335

㈥　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，次表により，技術上，経済上適当なものを選定いたします。

容量（キロボルトアンペア）
10　20　30　50　75　100　133

（注）　３相電力負荷に対しては，単相変圧器２台をＶ結線または３台を△結線により使用することがあります。

㈦　開閉器の取付けおよび容量

a　高圧架空電線路を操作または保守するために必要な箇所には，気中開閉器を施設いたします。ただし，気中開閉器の施設が技術上，経済上不適当な場合には，他の種類の開閉器を施設することがあります。

b　開閉器の容量は，次表により，技術上，経済上適当なものを選定いたします。

容量（アンペア）	100　200　300　400

㈧　その他装柱付属品等に関する事項

a　低圧または高圧架空電線路の装柱は複雑にならないように考慮し，標準装柱は，低圧線は垂直配列，高圧線は水平配列といたします。ただし，付近の樹木や建造物等の状況によっては，他の配列とすることがあります。

b　低圧架空電線路で垂直配列する場合のアームは，ラック金物を使用いたします。また，高圧架空電線路で水平配列する場合のアームは，軽量腕金を使用いたします。

c　支柱，支線柱は，支持物強度の一部を安全に分担できる種類と長さのものを使用いたします。

d　変圧器の１次側に使用する開閉器には，高圧カットアウトを使用いたします。

㈨　特殊地域の施設

a　塩害地域に施設する低圧または高圧架空電線路のがいし，柱上変圧器，開閉器等の機器および材料は，耐塩構造のものを使用し，耐塩施設を行ないます。

なお，塩害地域とは，海岸からおおむね２キロメートル以内で，塩害を受ける地域をいいます。

b　雷雨発生のおそれの多い地域に施設する低圧または高圧架空電線路

には，その程度に応じ，架空地線の施設，避雷器等の取付数の増加等の耐雷施設の強化を行ないます。

c　雪害地域については，その程度に応じた対策を実施いたします。

ハ　低圧または高圧地中電線路

⑴　施設方法

低圧または高圧地中電線路の施設方法は，管路式といたします。ただし，次の場合は直接埋設式または暗きょ式によることがあります。

a　直接埋設式

重量車両が通ることなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

b　暗きょ式

当該線路を含めて相当多数のケーブルを同一の場所等に施設する場合

⑵　ケーブルの種類および太さ

低圧または高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，施設方法等を考慮して，次表により選定するものといたします。ただし，技術上，経済上やむをえない場合は，他の種類のケーブルを使用することがあります。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格の算定方法に準じ，施設条件を考慮して算定いたします。

公称電圧 (ボルト)	種　　類	導体の公称断面積 (平方ミリメートル)
600	架橋ポリエチレンケーブル（CVT）	8　14　22　38 60　100　150　200 250　325　400
6,600		38　60　100　150 200　250　325

⑶　開閉器の施設および容量

a　高圧地中電線路を操作または保守するために必要な箇所には開閉器

を施設いたします。

b　開閉器の容量は，次表の値といたします。

容量（アンペア）	400

㈡　変圧器の施設および容量

変圧器の容量は，次表により，技術上，経済上適当なものを選定いたします。

	容量（キロボルトアンペア）	
単 相 用	100	150
灯力共用	75+50	100+50

⑶　特別高圧電線路

イ　通　　則

㈠　電圧降下の許容限度

特別高圧電線路における電圧降下の限度の標準は，次表の値といたします。この場合，電線路は受電地点または供給地点から当該の需要に電気を供給する発変電所の引出口に設置する断路器の負荷側接続点までといたします。

公称電圧（キロボルト）	22	33	77
電圧降下（キロボルト）	2	3	7

ただし，既設電線路を利用する場合または他の需要と同時に供給設備を施設する場合は，他の需要の電圧降下を考慮して施設いたします。

㈡　経過地等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，地形その他用地の事情を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

なお，この場合，受電地点または供給地点に至るまでの供給設備は，

原則として，当社の発電所相互間，変電所相互間または発電所と変電所との間を連絡する電線路からの分岐を行ないません。

㈠　電線路の種類

特別高圧電線路は架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上不可能な場合または技術上，経済上もしくは用地の確保が著しく困難な場合は他の方法によります。

ロ　特別高圧架空電線路

㈠　電線路の施設

a　特別高圧架空電線路は，単独電線路の新設，他の架空電線路との併架または電線張替え等のうち，技術上および用地の確保が著しく困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

b　他の架空電線路との併架により施設する場合の電線架線順位は，原則として電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。

㈡　支持物の種類

特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を使用いたします。ただし，33キロボルト以下の特別高圧架空電線路を道路上または道路沿いに施設する場合は，原則として，工場打鉄筋コンクリート柱で，無着色のものを使用いたします。

㈠　標準径間

a　特別高圧架空電線路の標準径間は，原則として次表の値といたします。

支持物種類	標準径間（メートル）
鉄　　塔	150～300
そ の 他	30～200

b　㈡ただし書により施設する電線路の標準径間は，原則として次表の値といたします。

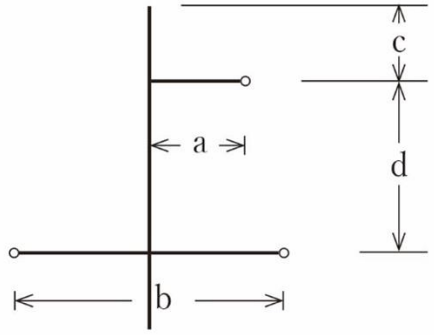
最大径間（メートル）	60

㈡　電線間隔

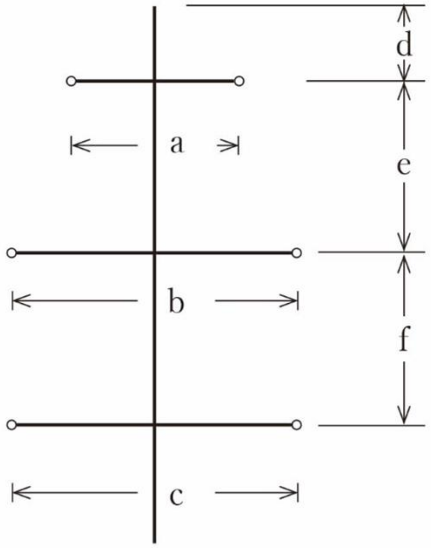
特別高圧架空電線路の電線間隔は，降雪の多い地域または特殊箇所を除き，次表の値を標準といたします。

（単位：メートル）

	1　回　線				2　回　線					
	a	b	c	d	a	b	c	d	e	f
33キロボルト以下	1.5 ～ 1.6	3.6 ～ 4.4	1.5 ～ 2.1	1.6 ～ 2.2	3.0 ～ 3.2	3.6 ～ 4.4	3.2 ～ 3.6	1.5 ～ 2.1	1.6 ～ 2.2	1.6 ～ 2.2
77キロボルト	2.1 ～ 2.7	5.4 ～ 7.2	1.9 ～ 3.3	2.6 ～ 3.2	4.2 ～ 5.4	5.4 ～ 7.2	4.6 ～ 6.0	1.9 ～ 3.3	2.6 ～ 3.2	2.3 ～ 2.8



1　回　線



2　回　線

㈣　が い し

a　特別高圧架空電線路のがいしは，原則として250ミリメートル標準

懸垂がいしを使用いたします。

b　㈡ただし書により施設する電線路には，アークホーン付ＬＰがいしまたはポリマー引留がいしを使用いたします。

c　懸垂がいしの連結個数は，次表の値とし，その他のがいしを使用する場合はこれに準じます。

想定最大等価塩分付着密度（ミリグラム/平方センチメートル）		0.125以下	0.25以下	0.5以下	1.0以下
海岸からの距離（キロメートル）	台風塩害に対し	10以上	3以上10未満	3未満	海水のしぶきが直接かかる地区
	季節風塩害に対し	3以上	1以上3未満	1未満	
公称電圧（キロボルト）	22	4個	4個	4個	4個
	33	4個	4個	4個	4個
	77	6個	7個	8個	9個

（注）　工場地帯等のとくに煙じん汚損のひどい場所に設置する場合は，上表の個数にさらに１～２個追加することがあります。

㈣　電線の種類および太さ

a　特別高圧架空電線路の電線は，裸硬銅より線，アルミ覆鋼心アルミより線またはアルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線を使用いたします。ただし，機械的強度上とくに必要のある場合，腐食のおそれがある場合等特別の場合は，他の電線を使用することがあります。

b　㈡ただし書により施設する電線路には，原則として硬銅線の水密圧縮形屋外用架橋ポリエチレン絶縁電線またはアルミ線の低風圧形屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線を使用いたします。

c　特別高圧架空電線路の電線の太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，機械的強度，横断物件，電波障害等を考慮して定め，次表から必要最小のものを使用いたします。ただし，他の架空電線路との併架により施設する場合は，弛度の関係から既設架空電線と同じ太さのものを使用することがあります。

(a)　特別高圧架空電線路

裸硬銅より線（ＨＤＣＣ）		アルミ覆鋼心アルミより線（ＡＣＳＲ/ＡＣ）		アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線（ＴＡＣＳＲ/ＡＣ）	
公称断面積（平方ミリメートル）	許容電流（アンペア）	公称断面積（平方ミリメートル）	許容電流（アンペア）	公称断面積（平方ミリメートル）	許容電流（アンペア）
55	299	80	314	610	1,747
75	359	100	360	810	2,058
100	434	120	415	1,160	2,649
150	562	160	484		
200	675	240	634		
		330	751		
		410	871		
		610	1,085		

(b)　(ﾛ)ただし書により施設する電線路

水密圧縮形屋外用架橋ポリエチレン絶縁電線（SB-OCW）		低風圧形屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（ACSR/AC-OC-L）	
公称断面積（平方ミリメートル）	許容電流（アンペア）	公称断面積（平方ミリメートル）	許容電流（アンペア）
80	338	120	338

(ﾄ)　架空地線の施設

a　77キロボルト以上の特別高圧架空電線路のうち，鉄塔を使用する線路には，すべて架空地線を施設いたします。

b　架空地線の種類および太さは，機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要のある場合，腐食のおそれのある場合等特別の場合を除き，その線路の設計条件にもとづいて次表により選定いたします。

地線種類	アルミ覆鋼より線（AC）
公称断面積 (平方ミリメートル)	55　70　90

c　支持物の接地抵抗が高い場合には，埋設地線等を施設いたします。

㈦　架空電線の地表上の高さ

特別高圧架空電線路の架空電線の最低地上高は，原則として次表の値といたします。

（単位：メートル）

		33キロボルト以下	77キロボルト
平地	中高層建造物があるか，または将来その建設が予想される地域	16（10）	17
	２階建建造物があるか，または将来その建設が予想される地域	13（10）	14
	その他の地域	9（6）	10
山地，山林で人が容易に立入れない地域		6（5）	7

（注）　1　その他の地域については，技術上，経済上適当と認められる地上高によります。
2　（　）内は，㈡ただし書により施設する電線路の場合といたします。

㈧　その他装柱付属品等に関する事項

a　特別高圧架空電線路のがいし装置（㈡ただし書により施設する電線路を除きます。）には，アークホーン，アーマロッドを施設いたします。

b　㈡ただし書により施設する電線路の重要機器およびケーブルとの接続点には，原則として避雷器を施設いたします。

c　分岐箇所には，必要に応じ開閉型端子または開閉器を施設いたします。

㈨　ブロッキングコイルの施設

搬送波の重畳されている電線路から分岐電線路を施設する場合は，原

則として搬送波を阻止するブロッキングコイルを施設いたします。

ハ　特別高圧地中電線路

⑷　施設方法

特別高圧地中電線路の施設方法は，管路式または暗きょ式といたします。ただし，重量車両が通ることなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合は，直接埋設式によることがあります。

⑷　ケーブルの種類および太さ

特別高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，施設方法等を考慮して，次表により選定いたします。ただし，技術上，経済上やむをえない場合は，他の種類および太さのケーブルを使用することがあります。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格の算定方法に準じ，施設条件を考慮して算定いたします。

公称電圧	22キロボルト	33キロボルト	77キロボルト	
種　　類	架橋ポリエチレンケーブル（CVT）	架橋ポリエチレンケーブル（CVT）	架橋ポリエチレンケーブル（CVT）	架橋ポリエチレンケーブル（CV）
線 心 数	3心	3心	3心	単心
導　体　の 公称断面積 （平方ミリメートル）	60 100 150 200 250 325 400	60 100 150 200 250 325 400	100 150 200 250 325 400	400 600 800 1,000 1,200 1,500 1,800 2,000

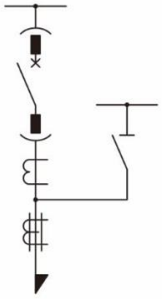
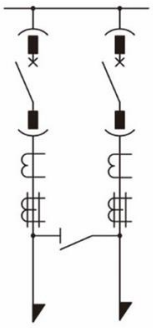
⑷　変電設備

イ　通　　則

電線路の引出設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

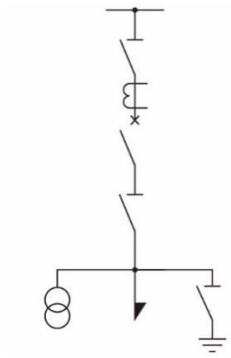
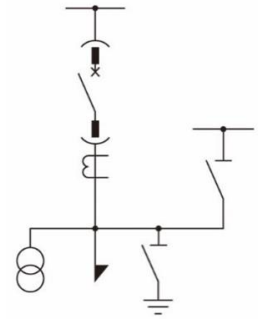
ロ　結 線 法

結線および主要機器取付台数は，次表を標準といたします。

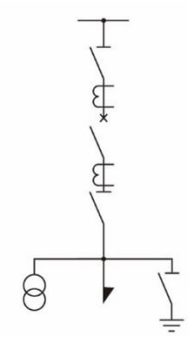
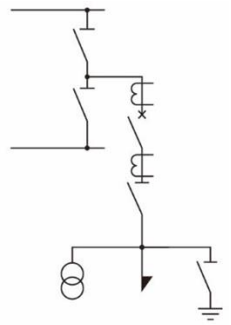
公称電圧	母線形態	結　線　法	機　器　名	台　数
6.6キロボルト	補　助 母線付		プラグイン形しゃ断器	1　台
			断　路　器	1　台
			変　流　器	2　台
			零相変流器	1　台
			配　電　盤	1　式
	切替断 路器付		プラグイン形しゃ断器	1　台
			断　路　器	1　台
			変　流　器	2　台
			零相変流器	1　台
			配　電　盤	1　式

（注）　1　切替断路器付に記載の台数は引出設備１回線分といたします。

2　接地装置については，固体絶縁開閉装置を使用する場合は，線路側に１台設置することがあります。

公称電圧	母線形態	結　線　法	機　器　名	台　数
22キロボルト 33キロボルト	単母線		しゃ断器	1　台
			断路器	2　台
			変流器	3　台
			計器用変圧器	1　台
			配電盤	1　式
	補助母線付		プラグイン形しゃ断器	1　台
			断路器	1　台
			変流器	3　台
			計器用変圧器	1　台
			配電盤	1　式

（注）　1　接地装置については，原則として線路側に１台設置いたします。
2　計器用変圧器は，検圧装置とすることがあります。
3　変流器については，用途，制御回路の構成によって台数が増減することがあります。
4　耐雷設計上，線路側に避雷器を設置することがあります。
5　変電所の中性点接地方式により零相変流器を設置することがあります。

公称電圧	母線形態	結　線　法	機　器　名	台　数
77キロボルト	単母線		しゃ断器	1　台
			断路器	2　台
			変流器	7　台
			計器用変圧器	1　台
			配電盤	1　式
	複母線		しゃ断器	1　台
			断路器	3　台
			変流器	7　台
			計器用変圧器	1　台
			配電盤	1　式

（注）　1　接地装置は，原則として線路側に1台設置いたします。ただし，ガス絶縁開閉装置を使用する場合は，しゃ断器の両端にも設置することがあります。

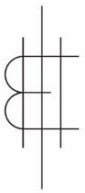
2　計器用変圧器は，コンデンサ形計器用変圧器とすることがあります。

3　変流器については，用途，制御回路の構成によって台数が増減することがあります。

4　しゃ断器がプラグイン形の場合には，単母線にあっては断路器2台を，複母線にあっては断路器1台を省略いたします。

5　耐雷設計上，線路側に避雷器を設置することがあります。

凡　　例

しゃ断器	プラグイン形しゃ断器	断路器	接地装置	変流器	零相変流器	計器用変圧器
						

ハ　しゃ断器

㈠　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているもののなかで，その使用回路の公称電圧（以下「回路電圧」といいます。）に応じ，最大負荷時の電流および施工時の系統構成または将来構成されることが予定されている系統構成について計算した短絡電流から判断して，次表から必要最小のものを選定いたします。

㈡　系統構成は10年程度先を目標といたします。

回路電圧（キロボルト）	定格電圧（キロボルト）	定格電流（アンペア）	定格しゃ断電流（キロアンペア）	型　　式
6.6	7.2	600	12.5	真空型　ガス型
22	24	600	25	同　　上
33	36	600	16	同　　上
77	84	800　1,200 2,000	20　25　31.5	同　　上

ニ　断 路 器

㈠　断路器は，当社で一般的に使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流およびその系統で必要な定格短時間電流から判断して，次表から必要最小のものを選定いたします。

㈡　系統構成は10年程度先を目標といたします。

回路電圧 (キロボルト)	定格電圧 (キロボルト)	定格電流 (アンペア)	定格短時間電流 (キロアンペア)	型　　式
6.6	7.2	600	12.5	三　極　単　投
22	24	600	25	同　　上
33	36	600	16	同　　上
77	84	800　1,200 2,000	20　25　31.5	同　　上

ホ　計器用変流器

⑷　計器用変流器は，当社で一般的に使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流およびその系統で必要な定格短時間電流から判断して，必要最小のものを選定いたします。

⑹　系統構成は10年程度先を目標といたします。

ヘ　計器用変圧器

計器用変圧器は，当社で一般的に使用しているもののなかから回路電圧，使用負担に応じ，必要最小のものを選定いたします。

ト　配 電 盤

配電盤には，原則として電流計およびしゃ断器等の操作用開閉器ならびに運転に必要な装置を取り付けます。また，必要に応じ電力量計，無効電力量計，電圧計等を取り付けます。

チ　保護装置

電線路に短絡または地絡故障を生じた場合に自動的に電路をしゃ断するための保護装置を取り付けます。

なお，原則として電線路には自動再閉路継電器を施設いたします。

⑸　電力保安通信設備

イ　施設基準

⑷　給電指令等，電力系統の運用に必要となる給電情報伝送設備を施設いたします。

⑹　電力保安の確保に必要となる場合または給電指令上必要となる場合に

は，保安通信電話用設備を施設いたします。

(ﾊ) 電力系統の保護に必要となる場合には，系統保護情報伝送設備を施設いたします。

ロ 施設方法

既設設備と協調を図ることを基本とし，技術上，経済上最も適当な方法により施設いたします。

14 スポットネットワーク方式の工事費の算式

69（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ(ｲ) c の工事費の算定は，次の算式によります。

$$\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$$

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

69（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ(ｲ) b の工事費単価 × {100パーセント＋ 20パーセント×（利用回線数－1）}

系統連系技術要件
〔託送供給等約款別冊〕

2024年 4 月 1 日 実施

関西電力送配電株式会社

系　統　連　系　技　術　要　件
〔託送供給等約款別冊〕
目　　次

Ⅰ　総　　則……Ⅰ-1

1　目　　的……Ⅰ-1

2　適用の範囲……Ⅰ-1

3　協　　議……Ⅰ-1

Ⅱ　発電設備等の低圧配電線との連系要件……Ⅱ-1

4　電　気　方　式……Ⅱ-1

5　運転可能周波数……Ⅱ-1

6　力　　率……Ⅱ-1

7　高　調　波……Ⅱ-2

8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……Ⅱ-2

9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……Ⅱ-3

10　不要解列の防止……Ⅱ-3

11　保護リレーの設置……Ⅱ-6

12　保護リレーの設置場所……Ⅱ-7

13　解　列　箇　所……Ⅱ-8

14　保護リレーの設置相数……Ⅱ-8

15　接　地　方　式……Ⅱ-8

16　直流流出防止変圧器の設置……Ⅱ-9

17　電　圧　変　動……Ⅱ-9

18　短　絡　容　量……Ⅱ-11

19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置……Ⅱ-11

20　発電設備等の種類……Ⅱ-11

21　サイバーセキュリティ対策……Ⅱ-12

22　発 電 機 諸 元 …… Ⅱ-12

Ⅲ　発電設備等の高圧配電線との連系要件 …… Ⅲ-1

23　電　気　方　式 …… Ⅲ-1

24　運転可能周波数 …… Ⅲ-1

25　力　　率 …… Ⅲ-1

26　高　　調　　波 …… Ⅲ-2

27　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… Ⅲ-2

28　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… Ⅲ-2

29　不要解列の防止 …… Ⅲ-3

30　保護リレーの設置 …… Ⅲ-6

31　保護リレーの設置場所 …… Ⅲ-8

32　解　列　箇　所 …… Ⅲ-8

33　保護リレーの設置相数 …… Ⅲ-9

34　自動負荷制限 …… Ⅲ-9

35　線路無電圧確認装置の設置 …… Ⅲ-9

36　接　地　方　式 …… Ⅲ-10

37　直流流出防止変圧器の設置 …… Ⅲ-10

38　電　圧　変　動 …… Ⅲ-11

39　短　絡　容　量 …… Ⅲ-13

40　発電機定数・諸元 …… Ⅲ-13

41　昇圧用変圧器 …… Ⅲ-15

42　連　絡　体　制 …… Ⅲ-15

43　バンク逆潮流の制限 …… Ⅲ-16

44　サイバーセキュリティ対策 …… Ⅲ-17

Ⅳ　発電設備等の特別高圧電線路との連系要件 …… Ⅳ-1

45　電　気　方　式 …… Ⅳ-1

46　運転可能周波数・並列時許容周波数……IV-1
47　力　　率……IV-1
48　高　調　波……IV-2
49　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……IV-2
50　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……IV-3
51　不要解列の防止……IV-3
52　保護リレーの設置……IV-5
53　再閉路方式……IV-8
54　保護リレーの設置場所……IV-8
55　解列箇所……IV-8
56　保護リレーの設置相数……IV-9
57　自動負荷制限・発電抑制……IV-9
58　線路無電圧確認装置の設置……IV-10
59　発電機運転制御装置の付加……IV-11
60　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施……IV-14
61　直流流出防止変圧器の設置……IV-14
62　電圧変動……IV-15
63　出力変動……IV-16
64　短絡・地絡電流対策……IV-17
65　発電機定数・諸元……IV-17
66　昇圧用変圧器……IV-20
67　連絡体制……IV-20
68　電気現象記録装置……IV-22
69　サイバーセキュリティ対策……IV-22

Ⅴ　負荷設備の低圧配電線との連系要件……Ⅴ-1
70　力　　率……Ⅴ-1
71　保護リレーの設置……Ⅴ-1

Ⅵ　負荷設備の高圧配電線との連系要件 ……Ⅵ-1

72　力　　率 ……Ⅵ-1

73　電　力　品　質 ……Ⅵ-1

74　保　護　協　調 ……Ⅵ-2

75　保護リレーの設置 ……Ⅵ-3

76　保護リレーの設置場所 ……Ⅵ-3

77　遮　断　箇　所 ……Ⅵ-3

78　連　絡　体　制 ……Ⅵ-3

79　サイバーセキュリティ対策 ……Ⅵ-3

Ⅶ　負荷設備の特別高圧電線路との連系要件 ……Ⅶ-1

80　力　　率 ……Ⅶ-1

81　電　力　品　質 ……Ⅶ-1

82　保　護　協　調 ……Ⅶ-3

83　保護リレーの設置 ……Ⅶ-3

84　保護リレーの設置場所 ……Ⅶ-3

85　保護リレーの設置相数 ……Ⅶ-3

86　遮　断　箇　所 ……Ⅶ-4

87　連　絡　体　制 ……Ⅶ-4

88　サイバーセキュリティ対策 ……Ⅶ-4

Ⅰ　総　　則

1　目　　的

この系統連系技術要件（以下「この要件」といいます。）は，託送供給等約款８（契約の要件）⑴ニおよび⑵ハにもとづき，電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく技術要件を定めたものです。

2　適用の範囲

この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに負荷設備または需要者の負荷設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等においても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。

なお，需要者が需要場所において発電設備等を系統に連系する場合は，この要件に準じ，当社は，需要者と協議いたします。

3　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の低圧配電線との連系要件

4　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・三相３線式・三相４線式）と同一としていただきます。

⑴　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

⑵　単相３線式の系統に単相２線式200ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電地点の遮断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合

5　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

⑴　連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下とすること。

⑵　運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツとし，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値（ただし，協調が取れる範囲の最大値は２秒といたします。）としていただきます。

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受けない設備については，この限りではありません。

6　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進

み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

7　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下に，かつ，各次電流歪率３パーセント以下にしていただきます。

なお，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，Ⅴ（負荷設備の低圧配電線との連系要件）に準じた対策を実施していただきます。

8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，需給バランス制約による０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお，逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備〔以下「地域資源バイオマス発電設備」といいます。〕であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能とします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち10キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

10　不要解列の防止

⑴　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために適正な保護リレーを設置の上，次のとおり保護協調を実施していただきます。

なお，発電場所における構内設備の故障に対しては，Ⅴ（負荷設備の低圧配電線との連系要件）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲ

T要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上（運転継続）	残電圧 20ﾊﾟｰｾﾝﾄ未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧 52 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	60 ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0 ﾍﾙﾂ
	風力		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0 ﾍﾙﾂ
	蓄電池		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内※2に電圧低下前の出力の 80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内※2に電圧低下前の出力の 80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0 ﾍﾙﾂ
	燃料電池		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0 ﾍﾙﾂ
	ガスエンジン	単機出力 2 ｷﾛﾜｯﾄ未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0 ﾍﾙﾂ
		単機出力 2 ｷﾛﾜｯﾄ以上 10 ｷﾛﾜｯﾄ未満※1				

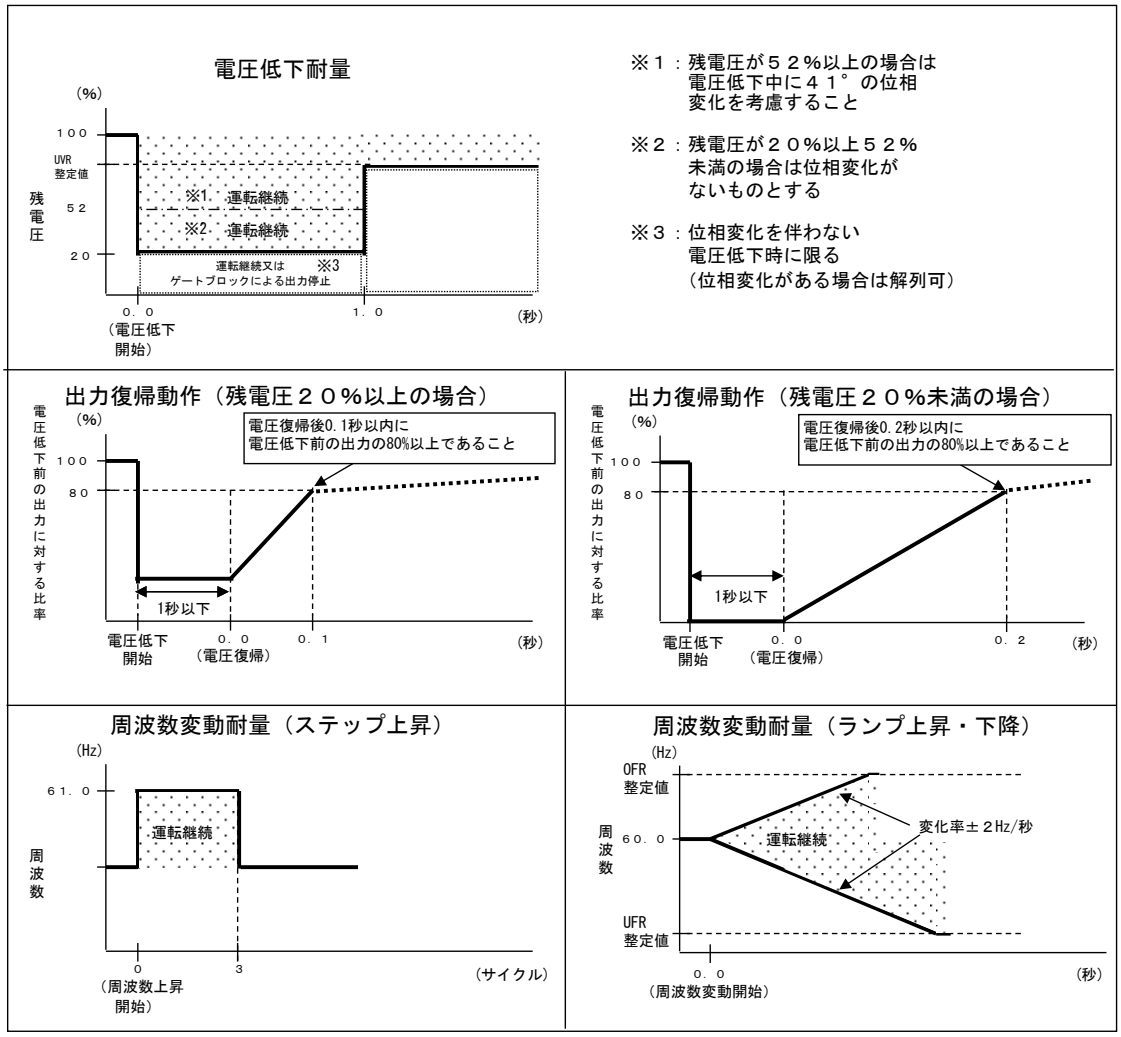
発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上（運転継続）	残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧 52 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	60 ﾍﾙﾂ系統
単相	複数直流入力システム	太陽光+蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内※2※3に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内※2※3に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0 ﾍﾙﾂ
		燃料電池+蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0 ﾍﾙﾂ
三相	太陽光		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	蓄電池					
	燃料電池					
	ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ					
	風力		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0 ﾍﾙﾂ

※1　発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

※2　ＲＰＲが設置される場合は出力電力特性とＲＰＲの協調を図るため，0.4秒以内の復帰とすることも可能とします。

※3　負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内とすることも可能とします。

また，ＦＲＴ要件のイメージは，次のとおりといたします。（太陽光発電設備を例に記載。）



11　保護リレーの設置

⑴　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，発電電圧の異常を検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

⑵　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレー，または過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，短絡方向リレーの設置を省略することができます。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

⑶　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

⑷　単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

12　保護リレーの設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

13　解 列 箇 所

保護リレーが動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。この場合，当社から解列箇所を指定させていただくことがあります。

⑴　機械的な解列箇所２箇所

⑵　機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

⑶　発電設備等連絡用遮断器

14　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

⑴　過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および三相３線式については２相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間といたします。

⑵　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間といたします。

⑶　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式および三相３線式について１相に設置すること。

⑷　逆充電検出の場合は，次のとおりとすること。

イ　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間といたします。また，三相３線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできることといたします。

ロ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および三相３線式については２相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間といたします。

15　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

16　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

17　電 圧 変 動

⑴　常時電圧変動対策

系統の電圧を適正値（低圧の需要場所においては，標準電圧100ボルトに対して101±6ボルト以内，標準電圧200ボルトに対して202±20ボルト以内といたします。）に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により系統の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合は，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。

なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策が必要となります。

⑵　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策が必要となります。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

⑶　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値（受電地点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕が0.45 ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下〕に維持するものといたします。）を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合には，静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。

ロ　風力発電設備等の出力変動による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合には，ＳＶＣ等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合（新型能動的方式を具備する場合等）には，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じていただきます。

なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。

18　短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相３線式の電気方式に連系する場合で，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

20　発電設備等の種類

逆潮流ありの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の場合であっても，逆変換装置を用いた発電設備等と同等の単独運転検出および解列ができ，かつ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれがない場合に限り，逆潮流ありの連系

とすることができます。

21　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

なお，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために，次のとおり適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

⑴　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

⑶　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。

22　発電機諸元

発電機諸元は，当社の求めに応じて，次のとおり提出していただきます。

（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能とします。）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

Ⅲ　発電設備等の高圧配電線との連系要件

23　電 気 方 式

発電設備等は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

24　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

⑴　連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下とすること。

⑵　運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツとし，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値（ただし，協調が取れる範囲の最大値は２秒といたします。）としていただきます。

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件の適用を受けない設備については，この限りではありません。

25　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

26 高 調 波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下に，かつ，各次電流歪率３パーセント以下にしていただきます。

なお，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，VI（負荷設備の高圧配電線との連系要件）に準じた対策を実施していただきます。

27 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，需給バランス制約による０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお，逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能とします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

28 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

29　不要解列の防止

⑴　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために適正な保護リレーを設置の上，次のとおり保護協調を実施していただきます。

なお，発電場所における構内設備の故障に対しては，VI（負荷設備の高圧配電線との連系要件）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

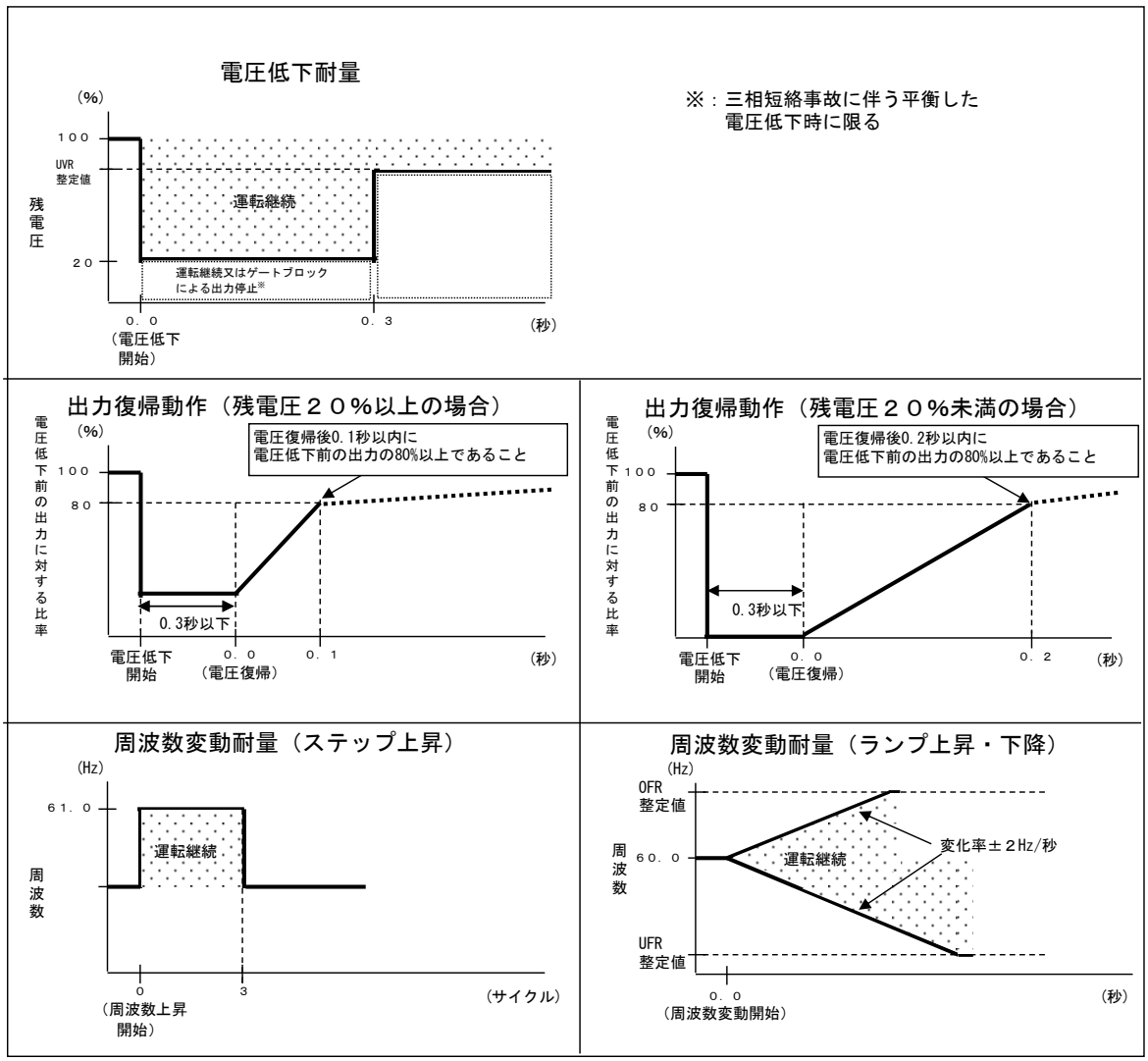
<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）</td><td>残電圧 52 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上・位相変化 41 度以下(運転継続)</td><td>60 ﾍﾙﾂ系統</td></tr>
<tr><td rowspan="6">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="6">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="6">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="6">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="6">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾟﾛｯｸによる出力停止）</td><td>残電圧 52 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上・位相変化 41 度以下(運転継続)</td><td>60 ﾍﾙﾂ系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に +1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8 ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0 ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧 0 ﾊﾟｰｾﾝﾄ・継続時間 0.15 秒と残電圧 90 ﾊﾟｰｾﾝﾄ・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し,電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に +1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8 ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0 ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内※2 に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内※2 に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に +1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8 ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0 ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td>燃料電池※1</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に +1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8 ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0 ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン（単機出力 35 ｷﾛﾜｯﾄ以下）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に +1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8 ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0 ﾍﾙﾂ</td></tr>
</table>

※1　燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

※2　ＲＰＲが設置される場合は出力電力特性とＲＰＲの協調を図るため，0.4秒以内の復帰とすることも可能とします。

また，ＦＲＴ要件のイメージは，次のとおりといたします。（太陽光発電設備を例に記載。）



30　保護リレーの設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，発電電圧の異常を検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

⑵　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

⑶　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できることといたします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合で，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さいとき

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合で，その出力容量が10キロワット以下のとき

⑷　逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できることといたします。

なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

なお，誘導発電機を用いる発電設備等において，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置することにより転送遮断装置または単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を省略できる場合があります。

⑸　逆潮流がない場合の単独運転防止対策

逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合で，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できることといたします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できることといたします。

また，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

31　保護リレーの設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

32　解 列 箇 所

保護リレーが動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。この場合，当社から解列箇所を指定させていただくことがあります。

⑴　受電用遮断器

⑵　発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置

⑶　発電設備等連絡用遮断器

⑷　母線連絡用遮断器

なお，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的に完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

33　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

⑴　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

⑵　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置とすること。

⑶　短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合，２相設置とすることができることといたします。

⑷　不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，同期発電機を用いる場合で，短絡方向リレーと協調を図ることができるときは，１相設置とすることができるものといたします。

⑸　不足電力リレーは，２相設置とすること。

34　自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

35　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置する必要があります。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

⑴　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

⑵　転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有す

る装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

⑶　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

⑷　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

⑸　逆潮流がない場合で，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。

イ　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

36　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

37　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有す

ること。

⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

38　電 圧 変 動

⑴　常時電圧変動対策

系統の電圧を適正値（低圧の需要場所においては，標準電圧100ボルトに対して101±6ボルト以内，標準電圧200ボルトに対して202±20ボルト以内といたします。）に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがある場合は，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧の需要場所の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧の需要場所の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に電圧を調整すること。

なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。

⑵　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策

が必要となります。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施すること。

⑶　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値（受電地点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕を0.45 ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下〕に維持するものといたします。）を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合には，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。

ロ　風力発電設備等の出力変動による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合には，ＳＶＣ等を設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合には，系統や当該発電者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。

なお，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としていただきます。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じていただきます。

なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。

39　短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

40　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等のために，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，発電機諸元は，当社の求めに応じて，次のとおり提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能とします。）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器, 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量

電源種	設　備	諸　元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

41　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等のために，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，電圧タップ値等を指定させていただくことがあります。

42　連 絡 体 制

(1)　発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがあ

る場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間に，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，次のうちいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

㈠　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

㈡　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

㈢　停電時においても通話可能なものであること。

㈣　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止するよう，保安規程上明記されていること。

⑵　発電者は，系統運用上必要な情報（受電用遮断器の情報といたします。）を確実に収集するために，事業所等との間に，スーパービジョンを設置していただくことがあります。

なお，受電地点における有効電力を収集するために，原則として，給電制御所等との間に，テレメータを設置していただきます。

43　バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者側で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護リレー等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合は，この限りではありません。

44　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

また，自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

なお，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために，次のとおり適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

⑴　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

⑶　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅳ　発電設備等の特別高圧電線路との連系要件

45　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

46　運転可能周波数・並列時許容周波数

⑴　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

イ　連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツとし，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値（ただし，協調が取れる範囲の最大値は２秒以上といたします。）としていただきます。

⑵　並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。

なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1ヘルツ以下（ただし，設定可能範囲は標準周波数＋0.1ヘルツから＋1.0ヘルツといたします。）といたします。ただし，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

47　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更で

きるものとしていただきます。発電設備等が安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率90パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。

なお，逆潮流がない場合は，原則として受電地点の力率を系統側からみて遅れ85パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

また，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。

48 高 調 波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下に，かつ，各次電流歪率３パーセント以下にしていただきます。

なお，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，Ⅶ（負荷設備の特別高圧電線路との連系要件）に準じた対策を実施していただきます。

49 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，需給バランス制約による０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお，逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出

力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能とします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

50　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

51　不要解列の防止

⑴　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうために，次のとおり保護協調を実施していただきます。

なお，構内設備等の故障に対しては，Ⅶ（負荷設備の特別高圧電線路との連系要件）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しない

こと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列される場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上（運転継続）	残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧 52 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上・位相変化 41 度以下(運転継続）	60 ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

⑶　電圧・周波数変動による不要解列の防止

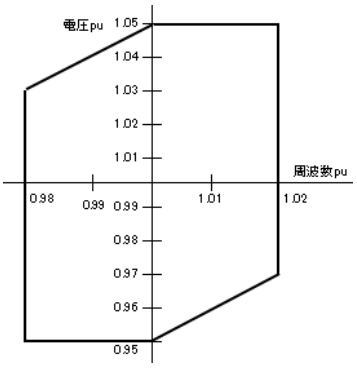
作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

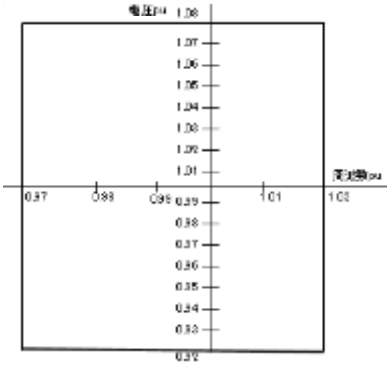
また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

ただし，周波数変動範囲に対しては，46（運転可能周波数・並列時許容周波数）⑴の運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



52　保護リレーの設置

⑴　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

⑵　系統側事故対策

イ　短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。

⑷　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置すること。

なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーま

たは電流差動リレーを設置していただきます。

㈺　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお，当該不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。

ロ　地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。

㈠　中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

㈡　中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。

なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。

a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお，連系当初，地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後，構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者または発電設備等を系統連系する需要者の責任において，地絡過電圧リレーを設置してい

ただきます。

⑶　単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。ただし，当該特性を有しない場合は，単独運転状態になったときに系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。

なお，必要に応じて周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

⑷　事故波及防止対策

発電機が脱調した場合の事故波及を防止するため，脱調分離リレーを設置していただく場合があります。

⑸　構内設備事故対策

構内設備事故対策としてⅦ（負荷設備の特別高圧電線路との連系要件）に準じた対策を実施していただきます。

⑹　事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去の必要があるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていただきます。

イ　遮断器は，２サイクル以内とすること。

ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）は，２サイクル以内とすること。

なお，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

⑺　そ の 他

イ　系統の安定を維持するため，系統から解列する発電設備等の発電電力が大きい場合には，発電場所に，事故を検出し情報を伝送するために必要な装置を設置していただきます。

ロ　33,000ボルト以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合は，30（保護リレーの設置）に準じます。

53　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

なお，再閉路方式の運用にあたっては，発電設備の回転軸強度等に支障がないようにしていただきます。

54　保護リレーの設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

55　解 列 箇 所

保護リレーが動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。この場合，

当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

⑴ 受電用遮断器

⑵ 発電設備等出力端遮断器

⑶ 発電設備等連絡用遮断器

⑷ 母線連絡用遮断器

なお，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的に完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

56 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

⑴ 地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

⑵ 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。

⑶ 不足電力リレーは２相設置とすること。

⑷ 短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置とすること。

57 自動負荷制限・発電抑制

⑴ 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することから，本要件は適用いたしません。

⑵　あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台，その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者，または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

58　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置する必要があります。ただし，逆潮流がない場合で，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。

⑴　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。

⑵　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

⑶　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

なお，33,000ボルト以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路に発電

設備等を連系する場合は，35（線路無電圧確認装置の設置）に準じます。

59　発電機運転制御装置の付加

⑴　系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，次の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。

イ　ＰＳＳ（Power System Stabilizer）

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

なお，設置については，個別に協議させていただきます。

⑵　周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，次の周波数調整機能を具備していただきます。

なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転機能

タービンの調速機（以下「ガバナ」といいます。）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転する機能を具備すること。

ロ　ＬＦＣ（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのＬＦＣ信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，発電所の自動出力制御装置がガバナで調整した出力を出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

100メガワット以上の火力発電設備は，周波数58.8ヘルツまでは発電機出力が低下せず，周波数58.8ヘルツ以下については，1.2ヘルツ低下するごとに5パーセント以内の出力低下に抑える機能，または，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議させていただきます。

	発電機定格出力	100メガワット以上	
		ガスタービン発電設備(GT)およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備(GTCC)	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF調定率	5パーセント以下	5パーセント以下
	GF幅※1	5パーセント以上（定格出力基準）	3パーセント以上（定格出力基準）
	GF制御応答性	2秒以内に出力変化開始，10秒以内にGF幅の出力変化完了※7	
	LFC幅	±5パーセント以上（定格出力基準）	±5パーセント以上（定格出力基準）
	LFC変化速度※2	5パーセント/分以上（定格出力基準）	1パーセント/分以上（定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC変化速度※2	5パーセント/分以上（定格出力基準）	1パーセント/分以上（定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）	1パーセント/分以上（定格出力基準）
	最低出力※3※4（定格出力基準）	50パーセント以下 DSS機能具備※5	30パーセント以下

※1　ＧＴおよびＧＴＣＣについては，負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の5パーセント以上，その他の発電機については，定格出力の3パーセント以上を確保すること。ただし，定格出力付近等の要件を満たせない出力帯については，別途協議させていただきます。

※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には，別途協議させていただきます。

※3　気化ガス（ＢＯＧ）処理等により最低出力を満たせない場合には，別途協議させていただきます。

※4　ＥＤＣ・ＬＦＣ指令により制御可能な最低出力といたします。

※5　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は，発電機解列から並列まで8時間以内で可能なこと。

※6　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

※7　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ指令値，ＬＦＣ増/減指令）を受信する機能および，必要な送信信号（現在出力，可能最大出力〔ＧＴおよびＧＴＣＣのみといたします。〕，ＥＤＣ・ＬＦＣ使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

⑶ 早期再並列のための機能

定格出力の合計が400メガワット以上の火力発電設備（ＧＴＣＣ）については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

⑷ 電圧調整のための機能

イ 275,000ボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ 154,000ボルト以下の系統に連系する発電設備等においても，必要に応じて，イと同等の機能を具備していただくことがあります。

60 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，次の適切な対策を講じていただきます。

⑴ 154,000ボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

⑵ 275,000ボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

61 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変

圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

62　電 圧 変 動

⑴　常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね１パーセントから２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

⑵　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から２パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をしていただきます。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により，系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いることといたします。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により，他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがある場合または電圧フリッカにより適正値（受電地点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕を0.45ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下〕に維持するものといたします。）を逸脱するおそれがある場合には，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

㈠　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある場合には，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

㈡　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある場合には，ＳＶＣ等を設置すること。

⑶　そ の 他

イ　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

ロ　33,000ボルト以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合は，38（電圧変動）に準じます。

63　出 力 変 動

風力発電設備を連系する場合で，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能を具備する等の対策を行なっていただきます。

⑴　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10パーセント以下となるよう対策を行なう

こと。

なお，ウィンドファームコントローラーを有しない小規模発電所については，対策を別途協議させていただきます。

⑵ 高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

⑶ 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。

なお，調定率は，２パーセントから５パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は，0.2ヘルツ以下といたします。

64 短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

なお，これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

65 発電機定数・諸元

連系系統や電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等のために，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器, 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置

電源種	設　備	諸　元
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）
逆変換装置	発電プラント 制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力

電源種	設　備	諸　元
風力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

66　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等のために，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただくことがあります。

67　連 絡 体 制

⑴　発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の給電制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間に，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，33,000ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

⑷　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方

式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

㈺　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

㈻　停電時においても通話可能なものであること。

㈼　災害時等において当社の給電制御所等と連絡が取れない場合には，当社の給電制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止するよう，保安規程上明記されていること。

⑵　特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態

情報種別	情報内容
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※2
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）

※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。

※2　ナセルで計測する風向・風速。

※3　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数。

68　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社の給電制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

69　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

また，自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

なお，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために，次のとおり適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

⑴　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

⑶　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅴ　負荷設備の低圧配電線との連系要件

70　力　　率

⑴　需要者は，需要場所において，電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は，原則として，90パーセント以上，その他の機器を使用する供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

⑵　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむを得ない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表12（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

71　保護リレーの設置

需要者は，次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護リレーを需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。

⑴　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

⑵　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

⑶　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

⑷　著しい高周波または高調波を発生する場合

⑸　その他⑴，⑵，⑶または⑷に準ずる場合

Ⅵ　負荷設備の高圧配電線との連系要件

72　力　　率

⑴　供給地点の力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

⑵　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

73　電 力 品 質

⑴　高調波抑制対策

需要者は，高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合で，イの条件に該当し，かつ，ロの高調波流出電流がハの高調波流出電流の上限値を超えるときは，高調波電流を抑制するために必要となる対策を実施していただきます。

イ　等価容量の合計値が50キロボルトアンペアを超える場合

ロ　系統に流出する高調波流出電流は，次の式により算出いたします。ただし，需要場所の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮し算出することができるものといたします。

$$\text{高調波流出電流} = \text{高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流の合計値} \times \text{高調波発生機器の最大の稼働率}$$

なお，高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計して得た値とし，また，その対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。

ハ　系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，次の式により算出いたします。

$$\text{高調波流出電流の上限値} = \text{受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値} \times \text{当該需要場所の受給電力}$$

なお，受給電力とは，原則として需要場所における接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力といたします。

受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：ミリアンペア/キロワット）

公称電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6.6 キロボルト	3.50	2.50	1.60	1.30	1.00	0.90	0.76	0.70

⑵ 電圧フリッカ対策

需要者は，電圧フリッカ発生機器を用いた電気設備を使用する場合，10ヘルツの変動に等価換算した電圧変動ΔＶ10が基準値以内（１時間連続して測定した１分間データのΔＶ10値の内，４番目最大値が0.45ボルト以下）となるよう必要な対策を実施していただきます。

⑶ 電圧変動対策

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

なお，上記理由に関わらず，他者の電気の使用に影響を及ぼす，または影響を及ぼすおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

74 保 護 協 調

需要者は，需要場所における負荷設備，構内設備または系統の事故時において，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために，負荷設備が連系する系統の保護リレーと協調を図り，次のとおり保護協調を実施していただきます。

⑴ 連系する系統以外の系統で事故が発生した場合には，系統から負荷設備が遮断されないこと。

⑵ 需要場所における負荷設備または構内設備の事故が発生した場合には，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，負荷設備または構内設備を当該系統から遮断すること。

75　保護リレーの設置

需要者は，負荷設備を系統に連系する場合は，系統の保護のため，需要場所における構内設備の短絡事故または地絡事故を検出することができる保護リレーを設置していただきます。

76　保護リレーの設置場所

保護リレーは，需要場所の供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。

77　遮 断 箇 所

遮断箇所は，系統から需要場所の負荷設備を遮断することができ，かつ，事故を除去できる箇所としていただきます。

78　連 絡 体 制

需要者は，系統運用上必要な情報（供給用遮断器の情報といたします。）を確実に収集するために，事業所等との間に，スーパービジョンを設置していただくことがあります。

なお，供給地点における有効電力を収集するために，原則として，給電制御所等との間に，テレメータを設置していただきます。

79　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

Ⅶ　負荷設備の特別高圧電線路との連系要件

80　力　　率

⑴　供給地点の力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

⑵　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

81　電 力 品 質

⑴　高調波抑制対策

需要者は，高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合で，イまたはロの条件に該当し，かつ，ハの高調波流出電流がニの高調波流出電流の上限値を超えるときは，高調波電流を抑制するために必要となる対策を実施していただきます。

イ　22,000ボルトまたは33,000ボルトの系統に連系する場合で，等価容量の合計値が300キロボルトアンペアを超えるとき。

ロ　77,000ボルト以上の系統に連系する場合で，等価容量の合計値が2,000キロボルトアンペアを超えるとき。

ハ　系統に流出する高調波流出電流は，次の式により算出いたします。ただし，需要場所の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮し算出することができるものといたします。

$$\text{高調波流出電流} = \begin{array}{l}\text{高調波発生機器ごとの定}\\ \text{格運転状態において発生}\\ \text{する高調波電流の合計値}\end{array} \times \begin{array}{l}\text{高調波発生機器の最大}\\ \text{の稼働率}\end{array}$$

なお，高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計して得た値とし，また，その対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。

ニ　系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，次の

式により算出いたします。

高調波流出電流の上限値 ＝受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値 × 当該需要場所の受給電力

なお，受給電力とは，原則として需要場所における接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力といたします。

受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：ミリアンペア/キロワット）

公称電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22キロボルト	1.80	1.30	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33キロボルト	1.20	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
77キロボルト	0.50	0.36	0.23	0.19	0.15	0.13	0.11	0.10
154キロボルト	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275キロボルト	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

⑵ 電圧フリッカ対策

需要者は，電圧フリッカ発生機器を用いた電気設備を使用する場合，10ヘルツの変動に等価換算した電圧変動ΔＶ10が基準値以内（１時間連続して測定した１分間データのΔＶ10値の内，４番目最大値が0.45ボルト以下）となるよう必要な対策を実施していただきます。

⑶ 電圧変動対策

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

なお，上記理由に関わらず，他者の電気の使用に影響を及ぼす，または影響を及ぼすおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

82　保 護 協 調

需要者は，需要場所における負荷設備，構内設備または系統の事故時において，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために，負荷設備が連系する系統の保護リレーと協調を図り，次のとおり保護協調を実施していただきます。

⑴　連系する系統に事故が発生した場合で，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から負荷設備を遮断すること。

⑵　連系する系統以外の系統で事故が発生した場合には，原則として系統から負荷設備が遮断されないこと。

⑶　需要場所における負荷設備または構内設備の事故が発生した場合には，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，負荷設備または構内設備を当該系統から遮断すること。

83　保護リレーの設置

需要者は，負荷設備を系統に連系する場合は，系統の保護のため，次のとおり保護リレーを設置していただきます。

⑴　中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，原則として電流差動リレーを設置していただきます。その他の中性点接地方式の系統に連系する場合で，系統の保護方式が電流差動リレーのときは，系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

⑵　154,000ボルト以上の特別高圧電線路に負荷設備を連系する場合には，需要場所における構内設備の短絡事故時または地絡事故時に高速遮断できる保護リレー（母線保護リレー等）を設置していただきます。

84　保護リレーの設置場所

保護リレーは，需要場所の供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。

85　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりといたします。

⑴　地絡用電流差動リレーは零相回路に設置すること。

⑵　短絡地絡兼用電流差動リレーおよび短絡用電流差動リレーは３相に設置すること。

86　遮 断 箇 所

遮断箇所は，系統から需要場所の負荷設備を遮断することができ，かつ，事故を除去できる箇所としていただきます。

87　連 絡 体 制

⑴　需要者は，給電制御所等との間に，保安通信電話を設置していただきます。ただし，33,000ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合は，保安通信電話を一般加入電話，携帯電話等とすることができます。

⑵　需要者は，系統運用上必要な情報（供給用遮断器の情報といたします。）を確実に収集するために，原則として，給電制御所等との間に，スーパービジョンを設置していただきます。

なお，供給地点における有効電力を収集するために，原則として，給電制御所等との間に，テレメータを設置していただきます。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	供給用遮断器
テレメータ	供給地点の有効電力

88　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

電気事業法施行規則第 19 条第２項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

３　電気事業法施行規則第 17 条の４第１項の規定により提出した書類の写し

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

関西電力送配電株式会社

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会において取りまとめられた「今後の電力政策の方向性について中間とりまとめ（2023 年２月公表)」において，2024 年度から発電側課金制度を導入する整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映し，新たに系統連系受電サービス料金を設定するとともに，2023 年 11 月 24 日に経済産業大臣の承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの変更を料金率に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第 18 条第１項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容
および新旧比較表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，発電側課金制度を導入する整理がなされたこと，託送供給等に係る収入の見通しの変更について経済産業大臣の承認を受けたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

旧	新
託 送 供 給 等 約 款	託 送 供 給 等 約 款
2023 年 ~~12~~ 月 ~~27~~ 日 実施	2024 年 4 月 1 日 実施
関西電力送配電株式会社	関西電力送配電株式会社

旧	新
託送供給等約款 **目 次**	**託送供給等約款** **目 次**
Ⅰ 総 則 …… Ⅰ-1	**Ⅰ 総 則** …… Ⅰ-1
1 適 用 …… Ⅰ-1	1 適 用 …… Ⅰ-1
2 託送供給等約款の認可および変更 …… Ⅰ-2	2 託送供給等約款の認可および変更 …… Ⅰ-2
3 定 義 …… Ⅰ-2	3 定 義 …… Ⅰ-2
4 代表契約者の選任 …… Ⅰ-8	4 代表契約者の選任 …… Ⅰ-8
5 託送供給等に関する取扱い …… Ⅰ-~~8~~	5 託送供給等に関する取扱い …… Ⅰ-9
6 単位および端数処理 …… Ⅰ-9	6 単位および端数処理 …… Ⅰ-9
7 実 施 細 目 …… Ⅰ-10	7 実 施 細 目 …… Ⅰ-10
Ⅱ 契約の申込み …… Ⅱ-1	**Ⅱ 契約の申込み** …… Ⅱ-1
8 契約の要件 …… Ⅱ-1	8 契約の要件 …… Ⅱ-1
9 検討および契約の申込み …… Ⅱ-~~3~~	9 検討および契約の申込み …… Ⅱ-5
10 契約の成立および契約期間 …… Ⅱ-1~~2~~	10 契約の成立および契約期間 …… Ⅱ-14
11 託送供給等の開始 …… Ⅱ-1~~3~~	11 託送供給等の開始 …… Ⅱ-15
12 供給準備その他必要な手続きのための協力 …… Ⅱ-1~~3~~	12 供給準備その他必要な手続きのための協力 …… Ⅱ-16
13 電気方式，電圧および周波数 …… Ⅱ-1~~3~~	13 電気方式，電圧および周波数 …… Ⅱ-16
14 発電場所および需要場所 …… Ⅱ-1~~5~~	14 発電場所および需要場所 …… Ⅱ-18
15 供給および契約の単位 …… Ⅱ-~~18~~	15 供給および契約の単位 …… Ⅱ-20
16 承諾の限界 …… Ⅱ-2~~2~~	16 承諾の限界 …… Ⅱ-24
17 契約書の作成 …… Ⅱ-2~~2~~	17 契約書の作成 …… Ⅱ-25
Ⅲ 料 金 …… Ⅲ-1	**Ⅲ 料 金** …… Ⅲ-1
18 料 金 …… Ⅲ-1	18 料 金 …… Ⅲ-1
19 接続送電サービス …… Ⅲ-~~3~~	19 接続送電サービス …… Ⅲ-2

旧	新
20　臨時接続送電サービス……Ⅲ-26	20　臨時接続送電サービス……Ⅲ-26
21　予備送電サービス……Ⅲ-~~35~~	21　予備送電サービス……Ⅲ-34
	22　系統連系受電サービス……Ⅲ-36
~~22~~　発電量調整受電計画差対応電力……Ⅲ-~~37~~	23　発電量調整受電計画差対応電力……Ⅲ-40
~~23~~　接続対象計画差対応電力……Ⅲ-~~38~~	24　接続対象計画差対応電力……Ⅲ-42
~~24~~　需要抑制量調整受電計画差対応電力……Ⅲ-~~39~~	25　需要抑制量調整受電計画差対応電力……Ⅲ-43
~~25~~　給電指令時補給電力……Ⅲ-~~40~~	26　給電指令時補給電力……Ⅲ-44
Ⅳ　料金の算定および支払い……Ⅳ-1	**Ⅳ　料金の算定および支払い**……Ⅳ-1
~~26~~　料金の適用開始の時期……Ⅳ-1	27　料金の適用開始の時期……Ⅳ-1
~~27~~　検　　針　　日……Ⅳ-1	28　検　　針　　日……Ⅳ-1
~~28~~　料金の算定期間……Ⅳ-2	29　料金の算定期間……Ⅳ-2
~~29~~　計　　量……Ⅳ-~~3~~	30　計　　量……Ⅳ-4
~~30~~　電力および電力量の算定……Ⅳ-~~4~~	31　電力および電力量の算定……Ⅳ-5
~~31~~　損　　失　　率……Ⅳ-2~~2~~	32　損　　失　　率……Ⅳ-23
~~32~~　料金の算定……Ⅳ-2~~2~~	33　料金の算定……Ⅳ-23
~~33~~　支払義務の発生および支払期日……Ⅳ-2~~5~~	34　支払義務の発生および支払期日……Ⅳ-27
~~34~~　料金その他の支払方法……Ⅳ-~~28~~	35　料金その他の支払方法……Ⅳ-30
~~35~~　保　　証　　金……Ⅳ-3~~0~~	36　保　　証　　金……Ⅳ-33
~~36~~　連　帯　責　任……Ⅳ-3~~2~~	37　連　帯　責　任……Ⅳ-36
Ⅴ　供　　給……Ⅴ-1	**Ⅴ　供　　給**……Ⅴ-1
~~37~~　託送供給等の実施……Ⅴ-1	38　託送供給等の実施……Ⅴ-1
~~38~~　給電指令の実施等……Ⅴ-5	39　給電指令の実施等……Ⅴ-5
~~39~~　適正契約の保持等……Ⅴ-10	40　適正契約の保持等……Ⅴ-10
~~40~~　契約超過金……Ⅴ-11	41　契約超過金……Ⅴ-11
~~41~~　力率の保持……Ⅴ-1~~1~~	42　力率の保持……Ⅴ-13

旧	新
~~42~~ 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 ..... V-1~~2~~	43 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 V-14
~~43~~ 託送供給等にともなう協力 ..... V-1~~3~~	44 託送供給等にともなう協力 V-15
~~44~~ 託送供給等の停止 ..... V-1~~4~~	45 託送供給等の停止 V-16
~~45~~ 託送供給等の停止の解除 ..... V-1~~5~~	46 託送供給等の停止の解除 V-17
~~46~~ 託送供給の停止期間中の料金 ..... V-1~~6~~	47 託送供給等の停止期間中の料金 V-18
~~47~~ 違　　約　　金 ..... V-1~~6~~	48 違　　約　　金 V-18
~~48~~ 損害賠償の免責 ..... V-1~~6~~	49 損害賠償の免責 V-18
~~49~~ 設備の賠償 ..... V-1~~7~~	50 設備の賠償 V-19
Ⅵ　契約の変更および終了 VI-1	**Ⅵ　契約の変更および終了** VI-1
~~50~~ 契約の変更 VI-1	51 契約の変更 VI-1
~~51~~ 名義の変更 ..... VI-~~2~~	52 名義の変更 VI-3
~~52~~ 契約の廃止 VI-3	53 契約の廃止 VI-3
~~53~~ 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 ..... VI-~~4~~	54 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 VI-5
~~54~~ 解　　約　　等 ..... VI-~~8~~	55 解　　約　　等 VI-9
~~55~~ 契約消滅後の債権債務関係 ..... VI-1~~0~~	56 契約消滅後の債権債務関係 VI-12
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事 Ⅶ-1	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事** Ⅶ-1
~~56~~ 受電地点，供給地点および施設 Ⅶ-1	57 受電地点，供給地点および施設 Ⅶ-1
~~57~~ 架空引込線 Ⅶ-3	58 架空引込線 Ⅶ-3
~~58~~ 地中引込線 Ⅶ-4	59 地中引込線 Ⅶ-4
~~59~~ 連接引込線等 Ⅶ-6	60 連接引込線等 Ⅶ-6
~~60~~ 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 Ⅶ-6	61 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 Ⅶ-6
~~61~~ 引込線の接続 Ⅶ-7	62 引込線の接続 Ⅶ-7
~~62~~ 計量器等の取付け Ⅶ-7	63 計量器等の取付け Ⅶ-7
~~63~~ 通信設備等の施設 Ⅶ-8	64 通信設備等の施設 Ⅶ-8
~~64~~ 専用供給設備 Ⅶ-9	65 専用供給設備 Ⅶ-9

旧	新
Ⅷ　工事費の負担 ..... Ⅷ-1 65 受電地点への供給設備の工事費負担金 ..... Ⅷ-1 66 受電用計量器等の工事費負担金 ..... Ⅷ-6 67 会社間連系設備の工事費負担金 ..... Ⅷ-6 68 一般供給設備の工事費負担金 ..... Ⅷ-7 69 供給地点への特別供給設備の工事費負担金 ..... Ⅷ-11 70 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 ..... Ⅷ-13 71 供給地点への特別供給設備等の工事費の算定 ..... Ⅷ-13 72 工事費負担金の申受けおよび精算 ..... Ⅷ-16 73 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け ..... Ⅷ-18 74 臨時工事費 ..... Ⅷ-19 75 工事費等に関する契約書の作成 Ⅷ-20	**Ⅷ　工事費の負担** ..... Ⅷ-1 66 受電地点への供給設備の工事費負担金 ..... Ⅷ-1 67 受電用計量器等の工事費負担金 ..... Ⅷ-6 68 会社間連系設備の工事費負担金 ..... Ⅷ-6 69 一般供給設備の工事費負担金 ..... Ⅷ-7 70 供給地点への特別供給設備の工事費負担金 ..... Ⅷ-11 71 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 ..... Ⅷ-13 72 供給地点への特別供給設備等の工事費の算定 ..... Ⅷ-13 73 工事費負担金の申受けおよび精算 ..... Ⅷ-16 74 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け ..... Ⅷ-18 75 臨時工事費 ..... Ⅷ-19 76 工事費等に関する契約書の作成 Ⅷ-20
Ⅸ　保　　安 ..... Ⅸ-1 76 保安の責任 ..... Ⅸ-1 77 保安等に対する発電者および需要者の協力 ..... Ⅸ-1 78 調　　査 ..... Ⅸ-2 79 調査等の委託 ..... Ⅸ-2 80 調査に対する需要者の協力 ..... Ⅸ-2 81 検査または工事の受託 ..... Ⅸ-3 82 自家用電気工作物 ..... Ⅸ-3 附　　則 ..... 附則-1 別　　表 別表-1	**Ⅸ　保　　安** ..... Ⅸ-1 77 保安の責任 ..... Ⅸ-1 78 保安等に対する発電者および需要者の協力 ..... Ⅸ-1 79 調　　査 ..... Ⅸ-2 80 調査等の委託 ..... Ⅸ-2 81 調査に対する需要者の協力 ..... Ⅸ-2 82 検査または工事の受託 ..... Ⅸ-3 83 自家用電気工作物 ..... Ⅸ-3 附　　則 ..... 附則-1 別　　表 別表-1

旧	新
Ⅰ　総　　則	**Ⅰ　総　　則**
3定　　義	**3定　　義**
㊱　契約受電電力 契約上使用できる受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。	㊱　契約受電電力 契約上使用できる受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。 ㊲　同時最大受電電力 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。 ㊳　最大連系電力等 低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で受電する場合は，30分ごとの連系電力の最大値であって，計量器またはその付属装置に計量値が記録される場合の計量器および計量値が記録される付属装置（以下「記録型等計量器」といいます。）により計量される値をいいます。

旧	新
~~(37)~~ 最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，~~計量器またはその付属装置に計量値が記録される場合の計量器および計量値が記録される付属装置（以下「記録型等計量器」といいます。）~~により計量される値をいいます。	(39) 最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型等計量器により計量される値をいいます。
~~(38)~~ 発電バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または~~30~~（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。	(40) 発電バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。
~~(39)~~ 需要バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または~~30~~（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。	(41) 需要バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。
~~(40)~~ 需要抑制バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または~~30~~（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。	(42) 需要抑制バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。
~~(41)~~ 電　　灯	(43) 電　　灯
~~(42)~~ 小型機器	(44) 小型機器
~~(43)~~ 動　　力	(45) 動　　力
~~(44)~~ 契約負荷設備	(46) 契約負荷設備
~~(45)~~ 契約主開閉器	(47) 契約主開閉器
~~(46)~~ 定期検査	(48) 定期検査
~~(47)~~ 定期補修	(49) 定期補修
~~(48)~~ 給電指令	(50) 給電指令

旧	新
~~(49)~~ 昼間時間	(51) 昼間時間
~~(50)~~ 夜間時間	(52) 夜間時間
6単位および端数処理	**6単位および端数処理**
(3) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。	(3) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。
イ 低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ロ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。	イ 低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ロ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。
ロ 高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。	ロ 高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。
7実 施 細 目	**7実 施 細 目**
この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。	この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。
なお，当社は，必要に応じて，~~発電者および~~需要者と別途協議を行なうことがあります。	なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。

旧	新
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
8契約の要件	**8契約の要件**
(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。	イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。
ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。	ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。
ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。	ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。
ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。	ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。
ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

旧	新
ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。	ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。 チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。
~~チ~~　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。 (イ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。 (ロ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。	リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。 (イ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。 (ロ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

旧	新
㈠　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。	㈠　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。
⑵　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	⑵　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。	イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。
ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。	ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。
ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。	ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。
	ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。
	ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）⑶に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）⑷に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。
	ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）⑶ロの場合を除き，18（料金）⑶に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。

旧	新
~~ホ~~　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。 リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。 ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。 なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。 (3)　発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。 ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。 ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術

旧	新
	基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

旧	新
	ホ　発電者が，原則として，18（料金）⑶に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。 ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。 ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。
~~⑶~~　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	⑷　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。	イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。
㈠　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） ｂ　需要抑制の実施頻度および時期	㈠　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） ｂ　需要抑制の実施頻度および時期
㈡　㈠によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。	㈡　㈠によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。
㈢　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。	㈢　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。
㈣　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。	㈣　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

旧	新
㈱　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が~~29~~（計量）⑶に該当しないこと。 ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	㈱　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が30（計量）⑶に該当しないこと。 ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
9検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。	**9検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

旧	新
なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 ⑷　契約の申込み	なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 ⑷　契約の申込み

契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）(2)~~ホ~~に定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）~~(3)~~ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。	契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）(2)ホに定める要件を満たすことを証明する文書および８（契約の要件）(2)ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）(4)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。

旧	新
なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)~~チ~~に定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。 また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律~~（~~以下「再エネ海域利用法」といいます。~~）~~第13条第２項第10号に規定する選定事業者~~（~~以下「選定事業者」といいます。~~）~~を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）~~(3)~~イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。 イ　接続供給の場合 (イ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点 (ロ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧	なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。 また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。 イ　接続供給の場合 (イ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点 (ロ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧

旧	新
㈠　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等	㈠　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等
㈡　契約電力または契約容量	㈡　契約電力または契約容量
㈢　契約受電電力	㈢　契約受電電力
㈣　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別	㈣　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別
㈤　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値	㈤　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値
㈥　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	㈥　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
㈦　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	㈦　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
㈧　連絡体制	㈧　連絡体制
㈨　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間 　なお，負荷設備，契約電力または契約容量については，1年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降1年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	㈨　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間 　なお，負荷設備，契約電力または契約容量については，1年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降1年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
㈠　連絡体制	㈠　連絡体制

旧	新
(ロ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容	(ロ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容
ハ　発電量調整供給の場合	ハ　発電量調整供給の場合
	(イ)　発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号
(~~イ~~)　契約受電電力	(ロ)　契約受電電力および同時最大受電電力
(~~ロ~~)　発電量調整受電計画電力	(ハ)　発電量調整受電計画電力
(~~ハ~~)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ニ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(~~ニ~~)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ホ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(~~ホ~~)　連絡体制	(ヘ)　連絡体制
ニ　需要抑制量調整供給の場合	ニ　需要抑制量調整供給の場合
(イ)　需要抑制契約者の名称	(イ)　需要抑制契約者の名称
(ロ)　需要抑制量調整受電計画電力	(ロ)　需要抑制量調整受電計画電力

旧	新
㈧　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値	㈧　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値
㈨　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値	㈨　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値
㈩　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	㈩　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
㈠　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称	㈠　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称
㈡　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる~~30~~（電力および電力量の算定）⑭イまたはロ	㈡　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロ
㈢　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	㈢　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
㈣　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	㈣　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
㈤　需要抑制量調整供給の開始希望日	㈤　需要抑制量調整供給の開始希望日
㈥　連絡体制	㈥　連絡体制
なお，需要抑制バランシンググループごとの㈡の算定方法となる~~30~~（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。	なお，需要抑制バランシンググループごとの㈡の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

旧	新
10契約の成立および契約期間 ⑴　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。 ⑵　契約期間は，次によります。 イ　接続供給の場合 ㈠　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。 ㈡　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 ㈢　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。	**10契約の成立および契約期間** ⑴　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。 ⑵　契約期間は，次によります。 イ　接続供給の場合 ㈠　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。 ㈡　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 ㈢　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。 ロ　発電量調整供給の場合 ㈠　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

旧	新
	㈡　契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

旧	新
	㈠　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。
~~ロ~~　振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約~~，発電量調整供給契約~~または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。	ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。
11託送供給等の開始 (1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。	11託送供給等の開始 (1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。
14発電場所および需要場所	14発電場所および需要場所

旧	新
⑷　(1)に定める１構内，(1)イに定める１建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。 イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。 (イ)　非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。 (ロ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，~~42~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。 ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。 ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。	⑷　(1)に定める１構内，(1)イに定める１建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。 イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。 (イ)　非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。 (ロ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。 ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。 ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

旧	新
ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，~~42~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。	ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。
ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。	ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。
15供給および契約の単位	**15供給および契約の単位**
(1)　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所に~~つき，~~１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。	(1)　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。
イ　１需要場所につき，(イ)および(ロ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(イ)および(ロ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合	イ　１需要場所につき，(イ)および(ロ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(イ)および(ロ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合
(イ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス	(イ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

旧	新
㈡　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス	㈡　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス
㈣　高圧臨時接続送電サービス	㈣　高圧臨時接続送電サービス
㈤　特別高圧臨時接続送電サービス	㈤　特別高圧臨時接続送電サービス
ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約するとき。	ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約するとき。
㈠　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス	㈠　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス
㈡　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス	㈡　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス
ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合	ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合
ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合	ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合
ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。	ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。
ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合	ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

旧	新
⑷　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。	⑷　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，１系統連系受電契約を結びます。
なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

旧	新
また，再生可能エネルギー発電設備（~~再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「~~再生可能エネルギー特別措置法~~」といいます。〕~~第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，~~再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「~~特定契約~~」といいます。〕~~により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。	また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。
イ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。	イ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。
ロ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。	ロ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

旧	新
ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。	ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。
⑸　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。	⑸　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

旧	新
また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる~~30~~（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。	また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。
16承諾の限界 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況~~，~~料金~~および~~この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	**16承諾の限界** 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

旧	新
Ⅲ　料　　金	**Ⅲ　料　　金**
18　料　　金	**18　料　　金**
(1)　契約者に係る料金	(1)　契約者に係る料金
イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，~~23~~（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに~~25~~（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。	イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。
ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，次に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定~~（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）~~いたします。	ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，次に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。
㈠　検針日	㈠　検針日
㈡　電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または~~30~~（電力および電力量の算定）㉕の場合は，その供給地点の属する検針区域の検針日	㈡　電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または31（電力および電力量の算定）㉕の場合は，その供給地点の属する検針区域の検針日
㈢　~~27~~（検針日）(5)の場合は，実際に検針を行なった日	㈢　28（検針日）(5)の場合は，実際に検針を行なった日

旧	新
㈡　契約者が供給地点を消滅させる場合は，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） ㈢　~~30~~（電力および電力量の算定）㉙の場合は，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日 ~~ハ　近接性評価割引~~ ~~(イ)　適　　用~~ ~~契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕⑴に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。~~ ~~なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合を除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。~~ ~~(ロ)　近接性評価割引額の算定および割引の実施~~	㈡　契約者が供給地点を消滅させる場合は，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） ㈢　31（電力および電力量の算定）㉙の場合は，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

旧	新
~~a　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。~~ ~~b　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。~~ ~~c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合は，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，b に準じて割引を行ないます。~~	
(2)　発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに~~25~~（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。	(2)　発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 (3)　発電者に係る料金 イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。

旧	新
	ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。 (イ)　検針日 (ロ)　28（検針日）(5)の場合は，実際に検針を行なった日 (ハ)　発電契約者が受電地点を消滅させる場合は，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ニ)　31（電力および電力量の算定）(29)の場合は，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日

旧	新
	ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。
~~(3)~~　需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。	(4)　需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。
19　接続送電サービス	**19　接続送電サービス**
(2)　接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。	(2)　接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。
イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。	イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。
㈠　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。	㈠　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

旧	新
a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。	a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。
b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。	b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

旧	新
c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。	c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。
㈡　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）は，㈠にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値とし，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。	㈡　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）は，㈠にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値とし，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

旧	新
なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。 (ﾊ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。 (ﾆ) (ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後１年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。 (ﾎ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，~~50~~（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 ﾛ 高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。 なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間に限り，段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。この場合には，あらかじめ電気使用計画書を提出していただきます。	なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。 (ﾊ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。 (ﾆ) (ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後１年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。 (ﾎ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 ﾛ 高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。 なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間に限り，段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。この場合には，あらかじめ電気使用計画書を提出していただきます。

旧	新
ハ　イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(イ)によって定めます。	ハ　イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(イ)によって定めます。
ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。	ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。
また，当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，~~50~~（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。	また，当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。
なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。	なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
(3)　接続送電サービス料金	(3)　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。	接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

旧	新
イ　低圧で供給する場合	イ　低圧で供給する場合
㈠　電灯定額接続送電サービス	㈠　電灯定額接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　契約負荷設備	c　契約負荷設備
契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。	契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。
d　接続送電サービス料金	d　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。	接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。
(a)　電灯料金	(a)　電灯料金
ⅰ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。	ⅰ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

旧	新
10ワットまでの１灯につき　~~34~~円　~~56~~銭	10ワットまでの１灯につき　32円　95銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき　~~69~~円　~~12~~銭	10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき　65円　88銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき　~~138~~円　~~26~~銭	20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき　131円　76銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき　~~207~~円　~~38~~銭	40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき　197円　64銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき　~~345~~円　~~64~~銭	60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき　329円　41銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに　~~345~~円　~~64~~銭	100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに　329円　41銭

ii　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b)　小型機器料金

ii　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b)　小型機器料金

旧	新
小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。	小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。
50ボルトアンペアまでの１機器につき　~~103~~円　~~24~~銭	50ボルトアンペアまでの１機器につき　98円　38銭
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき　~~206~~円　~~47~~銭	50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき　196円　78銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき100ボルトアンペアまでごとに　~~206~~円　~~47~~銭	100ボルトアンペアをこえる１機器につき100ボルトアンペアまでごとに　196円　78銭
e　その他	e　その他
特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，㈠ａ(c)，㈡ａまたは㈢ａにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。	特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，㈠ａ(c)，㈡ａまたは㈢ａにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。
㈡　電灯標準接続送電サービス	㈡　電灯標準接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

旧	新
(a)　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。 (b)　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。 (c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。 b　供給電気方式および供給電圧	(a)　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。 (b)　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。 (c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。 b　供給電気方式および供給電圧

旧	新
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで　290円　40銭 上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　96円　80銭	１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで　290円　40銭 上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　96円　80銭
ii　(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約容量を定める場合	ii　(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約容量を定める場合
１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで　240円　90銭 上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　80円　30銭	１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで　240円　90銭 上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　80円　30銭

旧	新
(b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　~~8~~円　~~07~~銭	(b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　7円　62銭
(ﾊ)　電灯時間帯別接続送電サービス a　適用範囲 (ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 ｉ　(2)ｲ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	(ﾊ)　電灯時間帯別接続送電サービス a　適用範囲 (ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 ｉ　(2)ｲ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

旧	新

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	290円　40銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	96円　80銭

ii　(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	240円　90銭
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	80円　30銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i　昼間時間

１キロワット時につき	~~8~~円　~~65~~銭

ii　夜間時間

１キロワット時につき	~~7~~円　~~44~~銭

(ニ)　電灯従量接続送電サービス

a　適用範囲

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	290円　40銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	96円　80銭

ii　(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	240円　90銭
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	80円　30銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i　昼間時間

１キロワット時につき	8円　13銭

ii　夜間時間

１キロワット時につき	7円　07銭

(ニ)　電灯従量接続送電サービス

a　適用範囲

旧	新
㈡ a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	㈡ a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~12~~円　~~85~~銭	１キロワット時につき　12円　39銭
㈱　動力標準接続送電サービス	㈱　動力標準接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
(a)　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。	(a)　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

旧	新
⑹　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，⑷に該当し，かつ，⑹の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	⑹　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，⑷に該当し，かつ，⑹の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。
⑷　基本料金	⑷　基本料金

旧	新
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｉ　(2)ｲ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ｉ　(2)ｲ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　460円　90銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　460円　90銭
ii　(2)ｲ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ii　(2)ｲ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　378円　40銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　378円　40銭
(b)　電力量料金	(b)　電力量料金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~5~~円　~~13~~銭	１キロワット時につき　4円　69銭
(c)　その他	(c)　その他
接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
d　その他	d　その他

旧	新
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
㈠　動力時間帯別接続送電サービス	㈠　動力時間帯別接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
㈱ａの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	㈱ａの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ⅰ　(2)ｲ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ⅰ　(2)ｲ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　460円　90銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　460円　90銭

旧	新
ii　(2)ｲ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ii　(2)ｲ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　378円　40銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　378円　40銭
(b)　電力量料金	(b)　電力量料金
電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
i　昼間時間	i　昼間時間
１キロワット時につき　~~5~~円　~~47~~銭	１キロワット時につき　4円　97銭
ii　夜間時間	ii　夜間時間
１キロワット時につき　~~4~~円　~~75~~銭	１キロワット時につき　4円　37銭
(c)　その他	(c)　その他
接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
d　その他	d　その他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
(ﾄ)　動力従量接続送電サービス	(ﾄ)　動力従量接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲

旧	新
㈱ａの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	㈱ａの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~12~~円　~~69~~銭	１キロワット時につき　12円　24銭
d　その他	d　その他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
ロ　高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合
㈠　高圧標準接続送電サービス	㈠　高圧標準接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲

旧	新
接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。	接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金

旧	新
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。 接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　663円　30銭 (b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　~~2~~円　~~86~~銭 (ロ)　高圧時間帯別接続送電サービス	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。 接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　663円　30銭 (b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　2円　29銭 (ロ)　高圧時間帯別接続送電サービス

旧	新
a　適用範囲 (イ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。	a　適用範囲 (イ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

旧	新
なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　663円　30銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　663円　30銭
(b)　電力量料金	(b)　電力量料金
電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
i　昼間時間	i　昼間時間
１キロワット時につき　~~3~~円　~~10~~銭	１キロワット時につき　2円　45銭
ii　夜間時間	ii　夜間時間
１キロワット時につき　~~2~~円　~~62~~銭	１キロワット時につき　2円　09銭
(ハ)　高圧従量接続送電サービス	(ハ)　高圧従量接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧

<table>
<tr><th>旧</th><th>新</th></tr>
<tr><td>
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。
c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
<table>
<tr><td>１キロワット時につき</td><td>~~13~~円　~~74~~銭</td></tr>
</table>
ハ　特別高圧で供給する場合
(ｲ)　特別高圧標準接続送電サービス
a　適用範囲
接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
<table>
<tr><td>接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満</td><td>標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト</td></tr>
<tr><td>接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上</td><td>標準電圧70,000ボルト</td></tr>
</table>
c　接続送電サービス料金
</td><td>
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。
c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
<table>
<tr><td>１キロワット時につき</td><td>13円　17銭</td></tr>
</table>
ハ　特別高圧で供給する場合
(ｲ)　特別高圧標準接続送電サービス
a　適用範囲
接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
<table>
<tr><td>接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満</td><td>標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト</td></tr>
<tr><td>接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上</td><td>標準電圧70,000ボルト</td></tr>
</table>
c　接続送電サービス料金
</td></tr>
</table>

旧	新
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。
なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**440円　00銭**	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**440円　00銭**
(b)　電力量料金	(b)　電力量料金

旧	新
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~1円　24~~**銭**	１キロワット時につき　84**銭**
㈡　特別高圧時間帯別接続送電サービス	㈡　特別高圧時間帯別接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
㈠ a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	㈠ a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満 / 標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト	接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満 / 標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上 / 標準電圧70,000ボルト	接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上 / 標準電圧70,000ボルト
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金

旧	新
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。 接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　440円　00銭 ⑹　電力量料金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼間時間 １キロワット時につき　~~1円~~　~~31~~銭	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。 接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　440円　00銭 ⑹　電力量料金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼間時間 １キロワット時につき　86銭

旧	新
ii　夜間時間	ii　夜間時間
1キロワット時につき　~~1円　17~~銭	1キロワット時につき　81銭
(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス	(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流3相3線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流3相3線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満 / 標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト	接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満 / 標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上 / 標準電圧70,000ボルト	接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上 / 標準電圧70,000ボルト
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。	接続送電サービス料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。
1キロワット時につき　~~8~~円　~~44~~銭	1キロワット時につき　8円　05銭
ニ　力率割引および割増し	ニ　力率割引および割増し
高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。	高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

旧	新
㈠　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表５（平均力率早見表）によるものといたします。 　なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。 ㈡　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金 ((2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。 ホ　その他 ㈠　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。	㈠　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表５（平均力率早見表）によるものといたします。 　なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。 ㈡　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金 ((2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。 ホ　その他 ㈠　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

旧	新
㈡　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。	㈡　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。
㈢　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。	㈢　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。
㈣　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。	㈣　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

<table>
<tr><th>旧</th><th>新</th></tr>
<tr><td>

㈱　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(4)　１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額から，イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ハに定めるピークシフト電力

ピークシフト電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	397円　10銭
	特別高圧で供給する場合	264円　00銭

ロ　昼間時間最大電力

</td><td>

㈱　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(4)　１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額から，イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ハに定めるピークシフト電力

ピークシフト電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	397円　10銭
	特別高圧で供給する場合	264円　00銭

ロ　昼間時間最大電力

</td></tr>
</table>

旧	新
１年間を通じての昼間時間における最大の接続供給電力（以下「昼間時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，⑵イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。	１年間を通じての昼間時間における最大の接続供給電力（以下「昼間時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，⑵イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。
ハ　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。	ハ　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

旧	新
なお，⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。 また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の昼間時間最大電力 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ニ　１年間を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，この取扱いの適用をただちに解消いたします。	なお，⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。 また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の昼間時間最大電力 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ニ　１年間を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，この取扱いの適用をただちに解消いたします。

旧	新
なお，それがこの取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額をこの取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。	なお，それがこの取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額をこの取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。
20　臨時接続送電サービス	**20　臨時接続送電サービス**
(3)　臨時接続送電サービス料金	(3)　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。	臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。
イ　低圧で供給する場合	イ　低圧で供給する場合
(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービス	(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧

旧	新
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金	c　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。	臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。
総容量が50ボルトアンペアまでの場合　~~3~~円　~~07~~銭	総容量が50ボルトアンペアまでの場合　2円　92銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合　~~6~~円　~~13~~銭	総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合　5円　84銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに　~~6~~円　~~13~~銭	総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに　5円　84銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合　~~61~~円　~~28~~銭	総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合　58円　40銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに　~~61~~円　~~28~~銭	総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに　58円　40銭
㈡　電灯臨時接続送電サービス	㈡　電灯臨時接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲

旧	新
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a)　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。 (b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)c(a)iiにおいて適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 (b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a)　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。 (b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)c(a)iiにおいて適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 (b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

旧	新
1キロワット時につき　~~8~~円　~~88~~銭	1キロワット時につき　8円　38銭

(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が5キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の該当料金の半額といたします。

旧	新
臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき　~~82~~円　~~59~~銭	臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき　77円　81銭

d　その他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ニ)　動力臨時接続送電サービス

旧	新
a　適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ホ)c(a)iiにおいて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 (b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 |	
１キロワット時につき	~~6~~円　~~15~~銭 | ロ　高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。	a　適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ホ)c(a)iiにおいて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 (b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 |	
１キロワット時につき	5円　62銭 | ロ　高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

旧	新
㈠　適用範囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。 ㈡　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。 ㈢　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 a　基本料金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 b　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　~~3~~円　~~43~~銭 ハ　特別高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。	㈠　適用範囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。 ㈡　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。 ㈢　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 a　基本料金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 b　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　2円　75銭 ハ　特別高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

旧	新
㈠　適用範囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。	㈠　適用範囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。
㈡　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。 臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満 ／ 標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト 臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上 ／ 標準電圧70,000ボルト	㈡　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。 臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満 ／ 標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト 臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上 ／ 標準電圧70,000ボルト
㈢　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 a　基本料金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 b　電力量料金	㈢　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 a　基本料金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 b　電力量料金

旧	新
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　~~1~~円　~~50~~銭	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　1円　00銭
ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）⑶ニに準じて適用いたします。	ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）⑶ニに準じて適用いたします。
ホ　その他 臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。	ホ　その他 臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
⑷　その他 イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。 ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを使用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。 ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）⑷は，適用いたしません。	⑷　その他 イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。 ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを使用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。 ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）⑷は，適用いたしません。
21　予備送電サービス ⑶　予備送電サービス料金	**21　予備送電サービス** ⑶　予備送電サービス料金

<table>
<tr><th>旧</th><th>新</th></tr>
<tr><td>
予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの使用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。
なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。
また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを使用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。
イ　予備送電サービスＡ
<table>
<tr><td rowspan="2">予備送電サービス契約電力１キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>96円　80銭</td></tr>
<tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>77円　00銭</td></tr>
</table>
ロ　予備送電サービスＢ
<table>
<tr><td rowspan="2">予備送電サービス契約電力１キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>185円　90銭</td></tr>
<tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>116円　60銭</td></tr>
</table>
</td><td>
予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの使用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。
なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。
また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを使用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。
イ　予備送電サービスＡ
<table>
<tr><td rowspan="2">予備送電サービス契約電力１キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>96円　80銭</td></tr>
<tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>77円　00銭</td></tr>
</table>
ロ　予備送電サービスＢ
<table>
<tr><td rowspan="2">予備送電サービス契約電力１キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>185円　90銭</td></tr>
<tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>116円　60銭</td></tr>
</table>
22　系統連系受電サービス
(1)　適用範囲
</td></tr>
</table>

旧	新
	小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。 ⑵　系統連系受電課金対象電力 各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。 イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 ㈠　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。 ㈡　㈠以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 ㈠　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。 ㈡　㈠以外の場合

旧	新
	発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 (イ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (ロ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア (ハ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ニ)　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット (3)　系統連系受電サービス料金

旧	新
	系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。 イ　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。 系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　97円　98銭 ロ　電力量料金 電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　32銭 ハ　系統設備効率化割引 系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。 (ｲ)　適　　用

旧	新
	a　系統設備効率化割引Ａ 受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ａ－１，Ａ－２またはＡ－３に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。 なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。 b　系統設備効率化割引Ｂ 低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。 なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。 (ﾛ)　系統設備効率化割引単価 系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。 a　系統設備効率化割引Ａ単価 系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

旧	新
	(a)　受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合 |	連系変電所等	単　価 | | --- | --- | --- | | 系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき | 別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合 | 32円　19銭 | | | 別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合 | 5円　78銭 | | | 別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合 | 2円　89銭 | (b)　(a)以外の場合 |	連系変電所等	単　価 | | --- | --- | --- | | 系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき | 別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合 | 32円　19銭 | | | 別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合 | 11円　55銭 | | | 別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合 | 5円　78銭 | ｂ　系統設備効率化割引Ｂ単価 系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

旧	新

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－１の場合	60円　35銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－２の場合	21円　92銭

(ﾊ)　系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は，(2)の系統連系受電課金対象電力に(ﾛ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。

ニ　その他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

旧	新
~~22~~　発電量調整受電計画差対応電力	23　発電量調整受電計画差対応電力
(1)　適　　用	(1)　適　　用
発電バランシンググループにおいて，~~38~~（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
~~23~~　接続対象計画差対応電力	24　接続対象計画差対応電力
(1)　適　　用	(1)　適　　用
~~38~~（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
~~24~~　需要抑制量調整受電計画差対応電力	25　需要抑制量調整受電計画差対応電力
~~25~~　給電指令時補給電力	26　給電指令時補給電力
(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金	(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金
イ　適用範囲	イ　適用範囲
~~38~~（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。	39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。
ロ　給電指令時補給電力料金	ロ　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ハ　給電指令時補給電力量	ハ　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，~~30~~（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。

旧	新
ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 (2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 ~~38~~（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，~~30~~（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価	ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 (2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価

旧	新
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

旧	新
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
~~26~~　**料金の適用開始の時期**	27　**料金の適用開始の時期**
~~27~~　**検　針　日** (1)　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。 なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）(2)ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。~~ただし，~~受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，~~契約者または発電契約者と当社との協議によって，~~受電地点における検針日と供給地点における検針日~~を~~同一の日と~~することがあります。~~	28　**検　針　日** (1)　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。 なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）(2)ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。 また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。
~~28~~　**料金の算定期間** (1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　当社があらかじめ契約者に~~電力量または最大需要電力等が記録型等計量器に記録される日（以下「~~計量日~~」と~~いいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。	29　**料金の算定期間** (1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型等計量器に記録される日を）いいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

旧	新
ハ　定額接続送電サービスの料金または~~30~~（電力および電力量の算定）⑵5の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。	ハ　定額接続送電サービスの料金または31（電力および電力量の算定）⑵5の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。 ⑵　系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

旧	新
	ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型等計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。
~~(2)~~　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。	(3)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。
~~29~~　計　　量	30　計　　量
(1)　当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型等計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として~~37~~（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。	(1)　当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型等計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

旧	新
なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
⑵　受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。	⑵　受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。 なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。
~~30~~　**電力および電力量の算定**	31　**電力および電力量の算定**
⑵　発電量調整受電電力量	⑵　発電量調整受電電力量
発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。
	ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，30分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

旧	新
⑽　接続対象電力量 接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 接続対象電力量＝$\frac{\text{接続供給電力量}}{1-\text{損失率（3}\sout{1}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた㈠または㈡により算定された値といたします。 ㈠　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値といたします。 ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回る場合 接続対象電力量＝$\frac{\text{接続供給電力量}}{1-\text{損失率（3}\sout{1}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}-$需要抑制量調整受電計画電力量 (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 接続対象電力量＝ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 接続対象電力量＝$\frac{\text{接続供給電力量}}{1-\text{損失率（3}\sout{1}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$	⑽　接続対象電力量 接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 接続対象電力量＝$\frac{\text{接続供給電力量}}{1-\text{損失率（3}\underline{2}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた㈠または㈡により算定された値といたします。 ㈠　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値といたします。 ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回る場合 接続対象電力量＝$\frac{\text{接続供給電力量}}{1-\text{損失率（3}\underline{2}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}-$需要抑制量調整受電計画電力量 (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 接続対象電力量＝ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 接続対象電力量＝$\frac{\text{接続供給電力量}}{1-\text{損失率（3}\underline{2}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$

旧	新
b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回る場合 接続対象電力量＝当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値－需要抑制量調整受電計画電力量 (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 接続対象電力量＝ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 接続対象電力量＝当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 (d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 $\frac{\text{接続供給電力量}}{\text{1－損失率（3}\sout{1}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ (ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式により算定された値といたします。 接続対象電力量＝ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 (14)　需要抑制量調整受電電力量	b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回る場合 接続対象電力量＝当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値－需要抑制量調整受電計画電力量 (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 接続対象電力量＝ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 接続対象電力量＝当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 (d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 $\frac{\text{接続供給電力量}}{\text{1－損失率（3}\underline{2}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ (ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式により算定された値といたします。 接続対象電力量＝ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 (14)　需要抑制量調整受電電力量

旧	新
需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式により算定された値といたします。 (イ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝０ (ロ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン － 接続供給電力量 ／ １－損失率（3~~1~~〔損失率〕に定める損失率といたします。） (ハ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量	需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式により算定された値といたします。 (イ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝０ (ロ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン － 接続供給電力量 ／ １－損失率（3~~2~~〔損失率〕に定める損失率といたします。） (ハ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量

旧	新
ロ　イ以外の場合は，次の式により算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）といたします。ただし，算定された値が負となる場合は，零といたします。 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン － 接続供給電力量 ／ １－損失率（3[1]〔損失率〕に定める損失率といたします。）	ロ　イ以外の場合は，次の式により算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）といたします。ただし，算定された値が負となる場合は，零といたします。 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン － 接続供給電力量 ／ １－損失率（3[2]〔損失率〕に定める損失率といたします。）
⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。	⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。 (ｲ)　(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。 (ｲ)　(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
㈡　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　~~38~~（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。 c　~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 d　~~38~~（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。	㈡　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。 c　39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 d　39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。
㈢　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 a　~~38~~（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	㈢　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 a　39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

旧	新
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（~~38~~〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
b　ファーム電源に対して，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	b　ファーム電源に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（~~38~~〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

旧	新
38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を　実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補　給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を　実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補　給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

旧	新
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
d　~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	d　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

旧	新
~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
e　~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	e　39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量に~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

旧	新
38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量	(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

旧	新
発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，~~38~~（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは~~38~~（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

旧	新
㉒　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⑭ロを適用している場合で，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量が零となるときは，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 ／ (1－損失率（3~~1~~〔損失率〕に定める損失率といたします。)) － ベースライン ㉖　~~27~~（検針日）⑵または⑷の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	㉒　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⑭ロを適用している場合で，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量が零となるときは，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 ／ (1－損失率（3~~2~~〔損失率〕に定める損失率といたします。)) － ベースライン ㉖　28（検針日）⑵または⑷の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。

旧	新
⑵⑼　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量器の情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）⑶を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。	⑵⑼　計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量器の情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）⑶を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。
~~31~~　**損　失　率**	32　**損　失　率**
~~32~~　**料金の算定**	33　**料金の算定**
⑴　送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。	⑴　送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。
イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合	イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合
ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合	ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合
	ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合
~~ハ~~　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合	ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

旧	新
~~ニ　28~~（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。 ~~ホ　28~~（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。	ホ　29（料金の算定期間）(1)イの場合で供給側検針期間の日数がその供給側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。 ヘ　29（料金の算定期間）(1)ロの場合で供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。 ト　29（料金の算定期間）(2)イの場合で受電側検針期間の日数がその受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。 チ　29（料金の算定期間）(2)ロの場合で受電側計量期間の日数がその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

旧	新
⑵　当社は，⑴ロ，ハ，ニまたは~~ホ~~の場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金~~および~~ピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。 イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 １月の該当料金×　日割計算対象日数／検針期間の日数 ただし，⑴~~ニ~~または~~ホ~~に該当する場合は，次の式といたします。 １月の該当料金×　日割計算対象日数／暦日数 ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合 １月の該当割引額×　日割計算対象日数／検針期間の日数 ただし，⑴~~ニ~~または~~ホ~~に該当する場合は，次の式といたします。 １月の該当割引額×　日割計算対象日数／暦日数 ⑶　⑴ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 　また，⑴~~ハ~~の場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。	⑵　当社は，⑴ロ，ハ，ニ，ホ，ヘ，トまたはチの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。 イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 １月の該当料金×　日割計算対象日数／供給側検針期間または受電側検針期間の日数 ただし，⑴ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，次の式といたします。 １月の該当料金×　日割計算対象日数／暦日数 ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合 １月の該当割引額×　日割計算対象日数／供給側検針期間または受電側検針期間の日数 ただし，⑴ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，次の式といたします。 １月の該当割引額×　日割計算対象日数／暦日数 ⑶　⑴ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 　また，⑴ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。 ⑷　⑴ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 　また，⑴ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

旧	新
~~(4)~~　契約者が供給地点を新たに設定し，~~また~~は供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点を新たに設定した場合 供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。 ロ　供給地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。	(5)　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。 ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。
~~(5)~~　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または~~30~~（電力および電力量の算定）㉕の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，~~(4)~~に準ずるものといたします。この場合，~~(4)~~にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。	(6)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力量の算定）㉕の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。
~~(6)~~　28（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，~~(4)~~に準ずるものといたします。この場合，~~(4)~~にいう検針日は，計量日といたします。	(7)　29（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，供給側計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。
	(8)　29（料金の算定期間）(2)ロの場合は，(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，受電側計量期間の日数といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。
~~(7)~~　契約者が供給地点を新たに設定し，~~また~~は供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点を新たに設定した場合	(9)　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

旧	新
その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 ロ　供給地点を消滅させる場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 ~~(8)~~　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。 イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。 ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。 ~~(9)~~　供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。 ~~33~~　**支払義務の発生および支払期日** (1)　日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生いたします。	その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 (10)　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。 イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。 ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。 (11)　供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。 34　**支払義務の発生および支払期日** (1)　日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。 (2)　系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。

旧	新
~~(2)~~　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，~~27~~（検針日）⑸の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なったとき，または~~30~~（電力および電力量の算定）⑼の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めたときは，その日といたします。 ~~(3)~~　(1)の日程等別料金または~~(2)~~の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。 イ　~~54~~（解約等）⑴により解約となった場合	(3)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）⑸の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なったとき，または31（電力および電力量の算定）⑼の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めたときは，その日といたします。 (4)　(1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。 イ　55（解約等）⑴により解約となった場合

旧	新
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合
ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合	ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合
ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合	ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合
ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合	ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合
ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合	ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合
~~(4)~~　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が~~(3)~~イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。	(5)　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。
イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が~~(3)~~イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，~~当社への~~支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が~~(3)~~イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が~~(3)~~イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が~~(3)~~イからヘまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

旧	新
なお，~~(3)~~イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。	なお，(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。
~~(5)~~ 当社は，~~(2)~~の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	(6) 当社は，(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
~~34~~ **料金その他の支払方法**	35 **料金その他の支払方法**
	(3) 発電者の料金その他の支払方法は，次によります。
	イ 発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。 なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。
	ロ 次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。 (イ) 発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合 (ロ) 発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。 (ハ) その他当社が必要と認めた場合
	ハ 発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。 (イ) イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。

旧	新
	㈡　ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。 ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。 ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

旧	新
~~(3)~~　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。	(4)　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。
イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。	イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。
ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。	ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。
ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。	ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。
ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
~~(4)~~　当社の料金の支払方法は，次によります。	(5)　当社の料金の支払方法は，次によります。
イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。 なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。	イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。 なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。
ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。	ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。
ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。	ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

旧	新
~~35~~　保　証　金 (1)　契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。 (イ)　料金の支払いの延滞があった場合 (ロ)　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，~~30~~（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または~~30~~（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，~~39~~（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。 (ハ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合 ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。 ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。 ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。 ホ　当社は，保証金について利息を付しません。 ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	**36　保　証　金** (1)　契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。 (イ)　料金の支払いの延滞があった場合 (ロ)　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，40（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。 (ハ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合 ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。 ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。 ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。 ホ　当社は，保証金について利息を付しません。 ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。 (3)　発電者の場合は，次によります。 イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。 ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

旧	新
	ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は，保証金について利息を付しません。 ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
~~(3)~~　需要抑制契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。 ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。 ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は，保証金について利息を付しません。 ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	(4)　需要抑制契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。 ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。 ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は，保証金について利息を付しません。 ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
~~36~~　**連 帯 責 任**	37　**連 帯 責 任**

旧	新
Ⅴ　供　　給	**Ⅴ　供　　給**
~~37~~　託送供給等の実施	**38　託送供給等の実施**
(1)　接続供給の場合	(1)　接続供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
(ｲ)　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。	(ｲ)　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。
(ﾛ)　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。	(ﾛ)　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。
ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。
ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

旧	新
ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお，当社は，~~38~~（給電指令の実施等）および~~77~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。	ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお，当社は，39（給電指令の実施等）および78（保安等に対する発電者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。
⑶　発電量調整供給の場合	⑶　発電量調整供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
㈠　発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。	㈠　発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
㈡　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。	㈡　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

旧	新
ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。
ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

旧	新
なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。	なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。
チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
なお，当社は，~~38~~（給電指令の実施等）および~~77~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。	なお，当社は，39（給電指令の実施等）および78（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。
~~38~~　給電指令の実施等	**39　給電指令の実施等**
(1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，~~37~~（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。	(1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。
~~(7)　当社は，(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。~~	

旧	新
~~イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。~~ ~~(イ)　割引の対象~~ ~~電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の19（接続送電サービス）または20（臨時接続送電サービス）の基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イからホまでのいずれかに該当する場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。~~ ~~いたします。~~ ~~(ロ)　割引率~~ ~~1月中の制限し，または中止した延べ日数1日ごとに4パーセントといたします。~~ ~~(ハ)　制限または中止延べ日数の計算~~ ~~延べ日数は，1日のうち延べ1時間以上制限し，または中止した日を1日として計算いたします。~~ ~~ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合~~ ~~(イ)　割引の対象~~	

旧	新
当該供給地点の力率割引または割増し後の19（接続送電サービス）または20（臨時接続送電サービス）の基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イからホまでのいずれかに該当する場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。 (ロ) 割引率 1月中の制限し，または中止した延べ時間数1時間ごとに0.2パーセントといたします。 (ハ) 制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，1回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，1時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） a　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D - d}{D}$ H ＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値	

旧	新
~~b　接続供給電力量を制限した場合~~ $H' = H \times \frac{A - B}{A}$ ~~H′ ＝ 修正時間~~ ~~H ＝ 制限時間~~ ~~制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需~~ ~~A ＝ 要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき~~ ~~算定される推定接続供給電力量といたします。）~~ ~~B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量~~ ~~c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正~~ ~~時間またはb による修正時間のいずれか大きいものによります。~~	(7)　当社は，(2)イ，ロ，ホ，ヘ，トまたは(3)によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，(2)ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または(2)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。

旧	新
	イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット未満となるとき。 (イ)　割引の対象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ロ)　割引率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 (ハ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合 (イ)　割引の対象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ロ)　割引率

旧	新
	１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。 ㈠　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） a　発電量調整受電電力を制限した場合 H’＝H×（D－d）／D H’＝　修正時間 H　＝　制限時間 D　＝　当該受電地点の同時最大受電電力 d　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値 b　発電量調整受電電力量を制限した場合 H’＝H×（A－B）／A H’＝修正時間 H　＝　制限時間 A　＝　制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量

旧	新
	（発電者の平常操業時の発電量調整受電電力量の実績等にもとづき算定される推定発電量調整受電電力量といたします。） B　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量 c　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。
(8)　(7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。 ~~なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。~~	(8)　(7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。
	(9)　当社は，(2)または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。
~~(9)~~　21（予備送電サービス）の使用を制限し，または中止した場合~~には，(7)および(8)に準じて割引を行ない料金を算定いたします~~。	(10)　21（予備送電サービス）の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

旧	新
~~(10)~~ 当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	(11) 当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
~~39~~ 適正契約の保持等 (1) 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合等，発電契約者との発電量調整供給契約が発電・放電状態に比べて不適当と認められるときには，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。	**40 適正契約の保持等** (1) 当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合等，発電契約者との発電量調整供給契約が発電・放電状態に比べて不適当と認められるときには，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

旧	新
(3)　当社は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑳もしくは㉑によって算定された値が著しく大きい場合，~~30~~（電力および電力量の算定）⑱イもしくは⑲イによって算定された値が著しく大きい場合，~~30~~（電力および電力量の算定）⑱ロもしくは⑲ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），~~30~~（電力および電力量の算定）㉒もしくは㉓によって算定された値が著しく大きい場合または~~30~~（電力および電力量の算定）⑰のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。	(3)　当社は，31（電力および電力量の算定）⑳もしくは㉑によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）⑱イもしくは⑲イによって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）⑱ロもしくは⑲ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）㉒もしくは㉓によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）⑰のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。
~~40~~　契約超過金	41　契約超過金
	(2)　発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。 なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。 イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 (イ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場

旧	新
	合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。 (ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 (ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契

旧	新
	約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 (イ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (ロ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア (ハ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ニ)　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット (3)　契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。 イ　契約者の場合

旧	新
~~(2)　契約超過金は，~~契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。	契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。 ロ　発電者の場合 同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

旧	新
~~41~~　力率の保持	**42　力率の保持**
~~42~~　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施	**43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施**
(2)　~~77~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務	(2)　78（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務
(5)　~~44~~（託送供給等の停止），~~52~~（契約の廃止）または~~54~~（解約等）により必要な処置	(5)　45（託送供給等の停止），53（契約の廃止）または55（解約等）により必要な処置
(6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約~~および~~発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務	(6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務
~~43~~　託送供給等にともなう協力	**44　託送供給等にともなう協力**
~~44~~　託送供給等の停止	**45　託送供給等の停止**
(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合
ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合	ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合
ハ　~~61~~（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続を行なった場合	ハ　62（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続を行なった場合

旧	新
⑵　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	⑵　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合
ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の供給設備~~または~~電気を使用された場合	ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の供給設備を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合
ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合	ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合
ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。	ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。
ホ　~~42~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合	ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合
ヘ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合	ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合
⑶　契約者~~または~~発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~発電契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	⑶　契約者，発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

旧	新
イ　接続送電サービス契約電力をこえて19（接続送電サービス）を使用される場合	イ　接続送電サービス契約電力をこえて19（接続送電サービス）を使用される場合
ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて20（臨時接続送電サービス）を使用される場合	ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて20（臨時接続送電サービス）を使用される場合
ハ　予備送電サービス契約電力をこえて21（予備送電サービス）を使用される場合	ハ　予備送電サービス契約電力をこえて21（予備送電サービス）を使用される場合
ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合	ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合
ホ　接続供給電力の最大値が接続送電サービス契約電力に比べて著しく乖離する場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）	ホ　接続供給電力の最大値が接続送電サービス契約電力に比べて著しく乖離する場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）
~~45~~　**託送供給等の停止の解除** ~~44~~（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに託送供給または発電量調整供給を再開いたします。	46　**託送供給等の停止の解除** 45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに託送供給または発電量調整供給を再開いたします。
~~46~~　**託送供給の停止期間中の料金** ~~44~~（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を~~32~~（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。	47　**託送供給等の停止期間中の料金** 45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。
~~47~~　**違　約　金**	48　**違　約　金**

旧	新
(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。 イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　~~44~~（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合	(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。 イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　45（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合
(2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。	(2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。
(3)　不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。	(3)　不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。
~~48~~　**損害賠償の免責** (1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，~~38~~（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。	49　**損害賠償の免責** (1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

旧	新
(2) ~~44~~（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または~~54~~（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。	(2) 45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または55（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。
(3) ~~44~~（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または~~54~~（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が~~54~~（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。	(3) 45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が55（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。
~~49~~ **設備の賠償**	50 **設備の賠償**

旧	新
## Ⅵ　契約の変更および終了	## Ⅵ　契約の変更および終了
~~50~~　**契約の変更**	51　**契約の変更**
(1)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。	(1)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。
(2)　契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。	(2)　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。 ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。

旧	新
イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。	イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。
ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。	ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。
㈠　当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。	㈠　当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。
㈡　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。	㈡　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。
~~51~~　名義の変更	52　名義の変更

旧	新
合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者~~または~~発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約~~または~~当該発電量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)~~チ~~に定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。	合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。
~~52~~　**契約の廃止**	53　**契約の廃止**

旧	新
(1)　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。	(1)　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。
	(2)　当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。
~~(2)~~　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，~~54~~（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。	(3)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ　当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

旧	新
ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。	ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。
	(4)　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~(3)~~　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	(5)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~53~~　**供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算**	54　**供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算**

旧	新
(1)　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 　なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。 イ　接続供給の場合 (イ)　低圧で供給する場合	(1)　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 　なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。 イ　接続供給の場合 (イ)　低圧で供給する場合

旧	新
a　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，~~74~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。	a　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，75（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

旧	新
b　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，供給設備のうち接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，~~74~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。	b　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，供給設備のうち接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，75（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。
c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。	c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

旧	新
d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，a，bおよびcに準ずるものといたします。 (ロ)　高圧または特別高圧で供給する場合 a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，~~74~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。	d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，a，bおよびcに準ずるものといたします。 (ロ)　高圧または特別高圧で供給する場合 a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，75（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

旧	新
b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，~~74~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。	b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，75（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

旧	新
㈠　19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕⑵ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕⑵イ㈠に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）⑵イ㈠ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，㈠または㈡に準ずるものといたします。この場合，㈠または㈡にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）⑵イ㈠ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。	㈠　19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕⑵ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕⑵イ㈠に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）⑵イ㈠ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，㈠または㈡に準ずるものといたします。この場合，㈠または㈡にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）⑵イ㈠ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

旧	新
㈡　契約者が19（接続送電サービス）⑵ニにより需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を新たに設定し，または増加しようとされる場合で，当該不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分を新たに設定し，または増加された後１年に満たないで当該不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分を減少しようとされるときには，当該不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）および~~69~~（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）により工事費負担金として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。	㈡　契約者が19（接続送電サービス）⑵ニにより需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を新たに設定し，または増加しようとされる場合で，当該不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分を新たに設定し，または増加された後１年に満たないで当該不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分を減少しようとされるときには，当該不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，69（一般供給設備の工事費負担金）および70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）により工事費負担金として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。
ロ　発電量調整供給の場合	ロ　発電量調整供給の場合
㈠　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	㈠　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

旧	新
㈡　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	㈡　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
~~54~~　解　約　等	55　解　約　等
(1)　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	(1)　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~なお，~~この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。 また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。	この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。 また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。
イ　~~44~~（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合	イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

旧	新
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合
㈠　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	㈠　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
	㈡　発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。
㈡　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	㈢　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
㈢　料金以外の債務を支払われない場合	㈣　料金以外の債務を支払われない場合
	㈤　当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

旧	新
ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。	ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。
㈠　8（契約の要件）を欠くに至った場合	㈠　8（契約の要件）を欠くに至った場合
㈡　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	㈡　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
㈢　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	㈢　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
㈣　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	㈣　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
㈤　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。	㈤　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。
㈥　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合	㈥　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合
㈦　その他この約款に反した場合	㈦　その他この約款に反した場合
	(3)　発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

旧	新
	この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。 (4)　発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。 なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 (5)　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

旧	新
~~55~~ **契約消滅後の債権債務関係** 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。	56 **契約消滅後の債権債務関係** 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

旧	新
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**
56　受電地点，供給地点および施設	**57　受電地点，供給地点および施設**
(1)　受電地点	(1)　受電地点
イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。	イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。
ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。	ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。
㈠　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合	㈠　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合
㈡　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合	㈡　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合
㈢　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。	㈢　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。
㈣　58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合	㈣　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合
㈤　その他特別の事情がある場合	㈤　その他特別の事情がある場合
(2)　供給地点	(2)　供給地点

旧	新
イ　接続供給の場合 (イ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。 (ロ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。 a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合 b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合 c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 d　~~58~~（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合 e　その他特別の事情がある場合 ロ　振替供給の場合 供給地点は，会社間連系点といたします。 ~~57~~　**架空引込線** ~~58~~　**地中引込線**	イ　接続供給の場合 (イ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。 (ロ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。 a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合 b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合 c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 d　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合 e　その他特別の事情がある場合 ロ　振替供給の場合 供給地点は，会社間連系点といたします。 58　**架空引込線** 59　**地中引込線**

旧	新
(4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，~~65~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または~~69~~（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。	(4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。
~~59~~　**連接引込線等**	60　**連接引込線等**
~~60~~　**中高層集合住宅等における受電方法および供給方法**	61　**中高層集合住宅等における受電方法および供給方法**
~~61~~　**引込線の接続**	62　**引込線の接続**
~~62~~　**計量器等の取付け**	63　**計量器等の取付け**
(1)　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の２次配線，計量器の情報等を伝送するための通信端末装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）は，以下のとおりといたします。ただし，計量器の情報等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。	(1)　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の２次配線，計量器の情報等を伝送するための通信端末装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）は，以下のとおりといたします。ただし，計量器の情報等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

旧	新
イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。	イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。
ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は，~~66~~（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。	ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。
~~63~~　通信設備等の施設 (3)　給電指令上必要な給電情報伝送装置等は，原則として当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，~~66~~（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。	**64　通信設備等の施設** (3)　給電指令上必要な給電情報伝送装置等は，原則として当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。
~~64~~　専用供給設備 (1)　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については，~~65~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については~~69~~（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。	**65　専用供給設備** (1)　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

旧	新
イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社が適当と認める場合	イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社が適当と認める場合
ロ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）の場合	ロ　44（託送供給等にともなう協力）の場合
ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合	ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

旧	新
## Ⅷ　工事費の負担	## Ⅷ　工事費の負担
~~65~~　受電地点への供給設備の工事費負担金	**66　受電地点への供給設備の工事費負担金**
⑵　受電地点への特別供給設備の工事費負担金	⑵　受電地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
㈠　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合 d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合 また，この場合も，⑴の工事費負担金を申し受けます。	㈠　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合 d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合 また，この場合も，⑴の工事費負担金を申し受けます。
㈡　~~64~~（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額	㈡　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

旧	新
なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，~~64~~（専用供給設備）⑵によるものといたします。	なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）⑵によるものといたします。
㈠　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額	㈠　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額
ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし，この約款実施の際現に託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150731資第50号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵㇀㈠ａただし書の適用を受けている場合は，ただし書により算定した金額といたします。	ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし，この約款実施の際現に託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150731資第50号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵㇀㈠ａただし書の適用を受けている場合は，ただし書により算定した金額といたします。
ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額 新増加契約受電電力１キロワットにつき　2,970円　00銭	ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額 新増加契約受電電力１キロワットにつき　2,970円　00銭
ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

旧	新
なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に準ずるものといたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，~~64~~（専用供給設備）⑵によるものといたします。	なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に準ずるものといたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）⑵によるものといたします。
⑶　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	⑶　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，~~61~~（引込線の接続），~~62~~（計量器等の取付け）または~~63~~（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
~~66~~　受電用計量器等の工事費負担金	67　受電用計量器等の工事費負担金
~~67~~　会社間連系設備の工事費負担金	68　会社間連系設備の工事費負担金
~~68~~　一般供給設備の工事費負担金	69　一般供給設備の工事費負担金
~~69~~　供給地点への特別供給設備の工事費負担金	70　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

旧	新
(1)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 イ　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 (イ)　供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 (ロ)　標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合 (ハ)　その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合 また，この場合も，~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。 ロ　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，(イ)または(ロ)の金額 (イ)　標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。	(1)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 イ　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 (イ)　供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 (ロ)　標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合 (ハ)　その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合 また，この場合も，69（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。 ロ　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，(イ)または(ロ)の金額 (イ)　標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，69（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

旧	新
㈡　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，イにかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額 ハ　~~64~~（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，~~64~~（専用供給設備）⑵によるものといたします。 ⑵　19（接続送電サービス）⑵ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために19（接続送電サービス）を利用される場合，または供給地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に準ずるものといたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，~~64~~（専用供給設備）⑵によるものといたします。	㈡　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，イにかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額 ハ　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）⑵によるものといたします。 ⑵　19（接続送電サービス）⑵ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために19（接続送電サービス）を利用される場合，または供給地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に準ずるものといたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）⑵によるものといたします。
~~70~~　**供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金**	71　**供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金**

旧	新
(1)　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，~~61~~（引込線の接続），~~62~~（計量器等の取付け）または~~63~~（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	(1)　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
(2)　~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	(2)　44（託送供給等にともなう協力）によって供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
~~71~~　**供給地点への特別供給設備等の工事費の算定** ~~69~~（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および~~70~~（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）の場合の工事費は，次により算定いたします。	72　**供給地点への特別供給設備等の工事費の算定** 70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および71（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）の場合の工事費は，次により算定いたします。
(1)　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。	(1)　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。
イ　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。	イ　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

旧	新
ロ　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。	ロ　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。
ハ　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の50パーセントに相当する金額（地役権の登記に要する費用を除きます。）は工事費に計上いたします。	ハ　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の50パーセントに相当する金額（地役権の登記に要する費用を除きます。）は工事費に計上いたします。
ニ　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。	ニ　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。
ホ　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。	ホ　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。
ヘ　建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り工事費に計上いたします。	ヘ　建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り工事費に計上いたします。
ト　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，~~74~~（臨時工事費）に準じて算定いたします。	ト　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，75（臨時工事費）に準じて算定いたします。

旧	新
⑶　低圧または高圧で供給する場合で，~~69~~（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）⑴イまたはロ㈠に該当し，かつ，その工事費を~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）⑴イに定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，⑴および⑵にかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）⑴イにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。	⑶　低圧または高圧で供給する場合で，70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）⑴イまたはロ㈠に該当し，かつ，その工事費を69（一般供給設備の工事費負担金）⑴イに定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，⑴および⑵にかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも69（一般供給設備の工事費負担金）⑴イにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。
⑸　特別高圧で供給する場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たな利用部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠に準じて算定いたします。	⑸　特別高圧で供給する場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たな利用部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，69（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠に準じて算定いたします。
⑹　高圧で供給する場合で，予備供給設備の工事費を~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）⑴イに定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，⑴または⑵にかかわらず，その工事費を~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）⑴イにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。	⑹　高圧で供給する場合で，予備供給設備の工事費を69（一般供給設備の工事費負担金）⑴イに定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，⑴または⑵にかかわらず，その工事費を69（一般供給設備の工事費負担金）⑴イにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

旧	新
(7)　特別高圧で供給する場合，予備供給設備の工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望されるときを除き，(1)にかかわらず，~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(イ)およびロによって算定いたします。 　なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，一般供給設備と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(イ)の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。	(7)　特別高圧で供給する場合，予備供給設備の工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望されるときを除き，(1)にかかわらず，69（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(イ)およびロによって算定いたします。 　なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，一般供給設備と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，69（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(イ)の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。
(9)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）または~~69~~（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 　なお，この場合の工事費負担金は，~~69~~（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の場合に準じて算定いたします。	(9)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，69（一般供給設備の工事費負担金）または70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 　なお，この場合の工事費負担金は，70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の場合に準じて算定いたします。
~~72~~　**工事費負担金の申受けおよび精算** (2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。 イ　~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。	73　**工事費負担金の申受けおよび精算** (2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。 イ　69（一般供給設備の工事費負担金）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

旧	新
㈠　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合	㈠　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合
㈡　標準電圧100ボルト，200ボルト，6,000ボルト，20,000ボルト，30,000ボルトまたは70,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合	㈡　標準電圧100ボルト，200ボルト，6,000ボルト，20,000ボルト，30,000ボルトまたは70,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合
㈢　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合	㈢　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合
ロ　~~65~~（受電地点への供給設備の工事費負担金），~~66~~（受電用計量器等の工事費負担金），~~67~~（会社間連系設備の工事費負担金），~~69~~（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）（~~68~~〔一般供給設備の工事費負担金〕に準じて算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および~~70~~（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。	ロ　66（受電地点への供給設備の工事費負担金），67（受電用計量器等の工事費負担金），68（会社間連系設備の工事費負担金），70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）（69〔一般供給設備の工事費負担金〕に準じて算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および71（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。
㈠　低圧または高圧で受電または供給する場合	㈠　低圧または高圧で受電または供給する場合
a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（架空引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合	a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（架空引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合
b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）	b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）
c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合	c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合
㈡　特別高圧で受電または供給する場合	㈡　特別高圧で受電または供給する場合

旧	新
原則としてすべての場合 ⑷　当社は，~~65~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵ｲ㈠に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。 ⑹　低圧または高圧で供給する場合で，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたとき，またはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を当初に申し受けます。	原則としてすべての場合 ⑷　当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵ｲ㈠に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。 ⑹　低圧または高圧で供給する場合で，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたとき，またはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される69（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を当初に申し受けます。

旧	新
また，工事費負担金契約書（~~75~~〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費負担金契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。	また，工事費負担金契約書（76〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費負担金契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。
~~73~~　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け	**74　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け**
~~74~~　臨時工事費	**75　臨時工事費**
⑵　臨時工事費を申し受ける場合は，~~68~~（一般供給設備の工事費負担金），~~69~~（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および~~70~~（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。	⑵　臨時工事費を申し受ける場合は，69（一般供給設備の工事費負担金），70（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および71（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。
⑷　臨時工事費の精算は，~~72~~（工事費負担金の申受けおよび精算）⑵ロの場合に準ずるものといたします。	⑷　臨時工事費の精算は，73（工事費負担金の申受けおよび精算）⑵ロの場合に準ずるものといたします。
~~75~~　工事費等に関する契約書の作成	**76　工事費等に関する契約書の作成**

旧	新
Ⅸ　保　　安	**Ⅸ　保　　安**
~~76~~　保安の責任	77　保安の責任
~~77~~　保安等に対する発電者および需要者の協力	78　保安等に対する発電者および需要者の協力
~~78~~　調　　査	79　調　　査
~~79~~　調査等の委託	80　調査等の委託
(1)　当社は，~~78~~（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。	(1)　当社は，79（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。
~~80~~　調査に対する需要者の協力	81　調査に対する需要者の協力
(2)　当社は，~~78~~（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。	(2)　当社は，79（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。
~~81~~　検査または工事の受託	82　検査または工事の受託
~~82~~　自家用電気工作物	83　自家用電気工作物
(1)　~~78~~（調査）	(1)　79（調査）
(2)　~~79~~（調査等の委託）	(2)　80（調査等の委託）
(3)　~~80~~（調査に対する需要者の協力）	(3)　81（調査に対する需要者の協力）
(4)　~~81~~（検査または工事の受託）	(4)　82（検査または工事の受託）

旧	新
附　　則	**附　　則**
1　実施期日	**1　実施期日**
この約款は，~~2023年12月27日~~から実施いたします。	この約款は，2024年４月１日から実施いたします。
2　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置	**2　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置**
⑶　電力および電力量の算定	⑶　電力および電力量の算定
当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑿，⑽および⑵にかかわらず，次のとおりといたします。	当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）⑿，⑽および⑵にかかわらず，次のとおりといたします。
イ　接続対象計画電力量	イ　接続対象計画電力量
接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応補給電力量	ロ　接続対象計画差対応補給電力量

旧	新
接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量	接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量
ハ　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量	ハ　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量
⑷　計量器等の取付け	⑷　計量器等の取付け

旧	新
料金の算定上必要な計量器等については，~~62~~（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，⑴イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，⑴ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。	料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，⑴イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，⑴ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。
⑸　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い	⑸　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い
接続供給電力量および最大需要電力等は，~~29~~（計量）および附則４（受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた損失修正率によって修正したものといたします。	接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則４（受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた損失修正率によって修正したものといたします。
３　発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕	**３　発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕**
⑶　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，~~50~~（契約の変更）⑶に準じて契約を変更していただくことがあります。	⑶　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，51（契約の変更）⑶に準じて契約を変更していただくことがあります。
⑸　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	⑸　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　８（契約の要件）⑵イは，適用いたしません。	イ　８（契約の要件）⑵イは，適用いたしません。

旧	新
ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡およびロ㈡にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈡に準じて算定したものの合計といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡およびロ㈡にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈡に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，~~25~~（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

旧	新
なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，~~25~~（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，~~38~~（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，39（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
この場合，~~25~~（給電指令時補給電力）⑵ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ~~25~~（給電指令時補給電力）⑵ロに準じて算定したものの合計といたします。	この場合，26（給電指令時補給電力）⑵ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ26（給電指令時補給電力）⑵ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
⑴　~~28~~（料金の算定期間）	⑴　29（料金の算定期間）
⑵　~~32~~（料金の算定）	⑵　33（料金の算定）
⑶　~~33~~（支払義務の発生および支払期日）	⑶　34（支払義務の発生および支払期日）

旧	新
㈡　~~34~~（料金その他の支払方法）	㈡　35（料金その他の支払方法）
㈢　~~35~~（保証金）	㈢　36（保証金）
㈣　~~47~~（違約金）	㈣　48（違約金）
㈤　~~54~~（解約等）	㈤　55（解約等）
ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ((5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ((5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

旧	新
イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。	イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。
ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
⑴　~~28~~（料金の算定期間）	⑴　29（料金の算定期間）
⑵　~~32~~（料金の算定）	⑵　33（料金の算定）
⑶　~~33~~（支払義務の発生および支払期日）	⑶　34（支払義務の発生および支払期日）
⑷　~~34~~（料金その他の支払方法）	⑷　35（料金その他の支払方法）
⑺　⑴により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。	⑺　⑴により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。
イ　適　　用	イ　適　　用
次のいずれかに該当する場合に適用いたします。	次のいずれかに該当する場合に適用いたします。
⑴　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合	⑴　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合
⑵　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合	⑵　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合
ロ　供給および契約の単位	ロ　供給および契約の単位

旧	新
当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所に~~つき，~~１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　計　　量	ハ　計　　量
当社は，~~29~~（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型等計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型等計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
ニ　~~37~~（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。	ニ　38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。
ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。	ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。
(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。
イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。	イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

旧	新
ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，~~37~~（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。	ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。
ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。	ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。
(9)　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。	(9)　その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。
4　受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い	**4　受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い**
発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，~~29~~（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧または供給電圧と同位にするために，原則として３パーセントの損失修正率によって修正したものといたします。	発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧または供給電圧と同位にするために，原則として３パーセントの損失修正率によって修正したものといたします。
6　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置	**6　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置**
(1)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，~~30~~（電力および電力量の算定）⑱イおよび⑲イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，~~30~~（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。	(1)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31（電力および電力量の算定）⑱イおよび⑲イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

旧	新
⑵　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。	⑵　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。
7　損害賠償の免責についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，~~38~~（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，~~48~~（損害賠償の免責）⑴にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。	**7　損害賠償の免責についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕** 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，49（損害賠償の免責）⑴にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。
9　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 ⑵　１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置	**9　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置** ⑵　１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

旧	新
イ　19（接続送電サービス）⑷の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）⑷にかかわらず，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から㈠によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 ㈠　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷イにいうハのピークシフト電力は，㈡のピークシフト電力といたします。 ㈡　負荷移行元時間最大電力	イ　19（接続送電サービス）⑷の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）⑷にかかわらず，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から㈠によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 ㈠　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷イにいうハのピークシフト電力は，㈡のピークシフト電力といたします。 ㈡　負荷移行元時間最大電力

旧	新
１年間を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における最大の接続供給電力（以下「負荷移行元時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。	１年間を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における最大の接続供給電力（以下「負荷移行元時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。
㈠　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。 なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。	㈠　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。 なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。

旧	新
また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の負荷移行元時間最大電力	また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の負荷移行元時間最大電力
なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
㈡　１年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，この取扱いの適用をただちに解消いたします。	㈡　１年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，この取扱いの適用をただちに解消いたします。
なお，それが19（接続送電サービス）⑷の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕⑷によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額をこの取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	なお，それが19（接続送電サービス）⑷の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕⑷によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額をこの取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。	また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。

旧	新
㈱　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）⑷ニに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）⑷ニに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。	㈱　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）⑷ニに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）⑷ニに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。
ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から，㈠によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から，㈠によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
㈠　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷イにいうハのピークシフト電力は，㈠のピークシフト電力といたします。	㈠　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷イにいうハのピークシフト電力は，㈠のピークシフト電力といたします。
㈡　負荷移行元時間最大電力	㈡　負荷移行元時間最大電力

旧	新
１年間を通じての負荷移行元時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。	１年間を通じての負荷移行元時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。
㈠　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。 なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。	㈠　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。 なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。

旧	新
また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の負荷移行元時間最大電力	また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の負荷移行元時間最大電力
なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
㈡　１年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，この取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それがこの取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額をこの取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。	㈡　１年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，この取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それがこの取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額をこの取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。

旧	新
ハ　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロ~~もしくは~~イ(ハ)~~または~~ロ(ハ)にかかわらず，適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力から適用の対象とする供給地点の１年間を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 　なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正の上，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ニ　(1)の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合の負荷移行元時間最大電力は，イ(ロ)またはロ(ロ)にかかわらず，(イ)とし，ピークシフト電力は，(1)ハ(ロ)~~もしくは~~イ(ハ)~~または~~ロ(ハ)にかかわらず，(ロ)といたします。 (イ)　負荷移行元時間最大電力	ハ　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロまたはイ(ハ)もしくはロ(ハ)にかかわらず，適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力から適用の対象とする供給地点の１年間を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 　なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正の上，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ニ　(1)の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合の負荷移行元時間最大電力は，イ(ロ)またはロ(ロ)にかかわらず，(イ)とし，ピークシフト電力は，(1)ハ(ロ)またはイ(ハ)もしくはロ(ハ)にかかわらず，(ロ)といたします。 (イ)　負荷移行元時間最大電力

旧	新
負荷移行元時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，⑴イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。	負荷移行元時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，⑴イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。
㈡　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。 なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。	㈡　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。 なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。

旧	新
また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，⑴イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の負荷移行元時間最大電力 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，⑴イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の負荷移行元時間最大電力 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
11　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 ~~38~~（給電指令の実施等）⑵への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が2023年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，~~25~~（給電指令時補給電力）⑵ニ，~~30~~（電力および電力量の算定）⑱ロおよび⑲ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。	**11　給電指令時補給電力料金に係る特別措置** 39（給電指令の実施等）⑵への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が2023年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，26（給電指令時補給電力）⑵ニ，31（電力および電力量の算定）⑱ロおよび⑲ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
12　バランシンググループの設定に係る特別措置	**12　バランシンググループの設定に係る特別措置**

旧	新
⑵　契約の要件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）~~(3)~~イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。 イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の㈠および㈡の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 ㈠　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） ㈡　需要抑制の実施頻度および時期 ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。 ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。 ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。 ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 ⑶　供給および契約の単位 イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。	⑵　契約の要件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。 イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の㈠および㈡の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 ㈠　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） ㈡　需要抑制の実施頻度および時期 ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。 ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。 ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。 ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 ⑶　供給および契約の単位 イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

旧	新
なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（~~30~~〔電力および電力量の算定〕⑭イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。	なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕⑭イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。
⑷　料金	⑷　料金
イ　発電量調整受電計画差対応電力	イ　発電量調整受電計画差対応電力
発電バランシンググループにおいて，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループにおいて，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
㈠　適用	㈠　適用
発電バランシンググループにおいて，~~38~~(給電指令の実施等)(5)~~または~~(6)~~もしくは~~配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	発電バランシンググループにおいて，39(給電指令の実施等)(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
㈡　発電量調整受電計画差対応電力	㈡　発電量調整受電計画差対応電力
a　発電量調整受電計画差対応補給電力	a　発電量調整受電計画差対応補給電力
(a)　適用範囲	(a)　適用範囲
30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金	(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金
発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

旧	新
(c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (a)　適用範囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，~~23~~（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (イ)　適用 ~~38~~(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ロ)　接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a)　適用範囲	(c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (a)　適用範囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (イ)　適用 39(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ロ)　接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a)　適用範囲

旧	新
30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の⑸ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 ⑹　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に⑹cの接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ⑹　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　接続対象計画差対応余剰電力 ⑹　適用範囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の⑸ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 ⑹　接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に⑹cの接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ⑹　接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の⑸ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 ⑹　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に⑹cの接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ⑹　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　接続対象計画差対応余剰電力 ⑹　適用範囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の⑸ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 ⑹　接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に⑹cの接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ⑹　接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

旧	新
㈠　適用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 ㈡　需要抑制量調整受電計画差対応電力 a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a)　適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a)　適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価	㈠　適用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 ㈡　需要抑制量調整受電計画差対応電力 a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a)　適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a)　適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

旧	新
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ニ　給電指令時補給電力	ニ　給電指令時補給電力
発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，~~25~~（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
㈠　契約者に係る給電指令時補給電力料金	㈠　契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適用範囲	a　適用範囲
~~38~~（給電指令の実施等）⑷または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。	39（給電指令の実施等）⑷または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金	b　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量	c　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸ヌにより30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸ヌにより30分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価	d　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
㈡　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	㈡　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適用範囲	a　適用範囲
~~38~~（給電指令の実施等）⑸~~または~~⑹~~もしくは~~配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。	39（給電指令の実施等）⑸もしくは⑹または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

旧	新
b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，c に定める30分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等~~もしくは~~ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，c に定める30分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等または ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
(5)　電力および電力量の算定 イ　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，~~30~~（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ロ　発電量調整受電計画電力量	(5)　電力および電力量の算定 イ　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ロ　発電量調整受電計画電力量

旧	新
発電量調整受電計画電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑷ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。	発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）⑷ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。
ハ　接続対象計画電力	ハ　接続対象計画電力
接続対象計画電力は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑾にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）⑾にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ニ　接続対象計画電力量	ニ　接続対象計画電力量
接続対象計画電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑿にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。	接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）⑿にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力	ホ　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電計画電力は，~~30~~（電力および電力量の算定）⒂にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）⒂にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量	ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

旧	新
需要抑制量調整受電計画電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑯にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑶のとおりといたします。	需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）⑯にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑶のとおりといたします。
ト　ベースライン	ト　ベースライン
ベースラインは，~~30~~（電力および電力量の算定）⑰にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	ベースラインは，31（電力および電力量の算定）⑰にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量
発電量調整受電計画電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の⑷，⑸および⑹によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。	発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の⑷，⑸および⑹によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。
⑷　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	⑷　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
㈡　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　~~38~~（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。 c　~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d　~~38~~（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 ㈢　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。	㈡　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。 c　39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d　39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 ㈢　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

旧	新
a　当社または配電事業者が~~38~~（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － ~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	a　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，~~38~~（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － ~~38~~（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合
~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合
~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － ~~38~~（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
d　当社または配電事業者が~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）⑵への場合の出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）⑵への場合の出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）⑵への場合の出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － ~~38~~（給電指令の実施等）⑵への場合の出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 e　当社または配電事業者が~~38~~（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	d　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵への場合の出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵への場合の出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵への場合の出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）⑵への場合の出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 e　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

旧	新
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

旧	新
発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，~~38~~（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，~~38~~（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは~~38~~（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

旧	新
接続対象計画差対応補給電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 －接続対象計画電力量	接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 －接続対象計画電力量
ル　接続対象計画差対応余剰電力量	ル　接続対象計画差対応余剰電力量
接続対象計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）㉑にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量	接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）㉑にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量
ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量	ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

旧	新
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）㉒にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として~~30~~（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときは，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 ／ （1－損失率（~~31~~〔損失率〕に定める損失率といたします。）） － ベースライン	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）㉒にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときは，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 ／ （1－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）） － ベースライン
ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量	ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

旧	新
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）㉓にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）㉓にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量
(7)　解約等 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，~~54~~（解約等）(1)ハ(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）~~(3)~~ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合 ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(7)　解約等 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）(1)ハ(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合 ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

旧	新
ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
⑻　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）	⑻　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）
イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑴にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑴にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が~~平成28~~年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
㈠　発電量調整供給に係る料金は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ロにかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，㈡により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	㈠　発電量調整供給に係る料金は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ロにかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，㈡により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

旧	新
㈡　インバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	㈡　インバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
㈢　当社は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	㈢　当社は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
㈣　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，㈢にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。	㈣　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，㈢にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

旧	新
ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑹ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑹ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
⑼　給電指令時補給電力料金に係る特別措置	⑼　給電指令時補給電力料金に係る特別措置
38（給電指令の実施等）⑵への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，⑷ニ㈡ｄ，⑸チおよび⑸リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。	39（給電指令の実施等）⑵への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，⑷ニ㈡ｄ，⑸チおよび⑸リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
~~13　近接性評価割引額の算定についての特別措置~~	
~~⑴　契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。~~	
~~イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈠の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。~~	
~~ロ　契約者が，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈠ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）⑸ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。~~	

旧	新
ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則12〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)aの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)bの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。 (2)　契約者が，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。	
14　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 (1)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。	13　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 (1)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

旧	新
⑵　当社は，~~38~~（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）~~⑽~~にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。	⑵　当社は，39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）⑾にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。
⑶　当社は，~~38~~（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）~~⑽~~にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	⑶　当社は，39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）⑾にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
	14　系統連系受電サービス等についての特別措置 ⑴　発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）⑵ロおよびハならびに41（契約超過金）⑵ロおよびハに準じて定めます。

旧	新
	なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）⑵ロおよび41（契約超過金）⑵ロに定める契約受電電力の比とみなします。 また，発電場所がイ㈠に該当する場合，22（系統連系受電サービス）⑶イの基本料金および22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈠の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，１月においてイ㈠における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。 イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 ㈠　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 ㈡　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 ㈠　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 ロ　イ㈠，㈡または㈠に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。

旧	新
	当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。） なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑻イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 ⑵　⑴の場合で，特定契約または一時調達契約に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。 なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。

旧	新
	また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 ⑶　発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が，⑴イ㈠またはロ〔⑴イ㈠に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型等計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。 22（系統連系受電サービス）⑶に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）⑵に定める契約超過金は申し受けません。 ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型等計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。 ㈠　22（系統連系受電サービス）⑵イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。 ㈡　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。

旧	新
	a　41（契約超過金）(2)イ㈠またはロ㈠における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。 b　41（契約超過金）(2)イ㈡またはロ㈡における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。 (4)　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適用範囲 原則として，2024年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。 ロ　系統連系受電サービス料金等 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。 なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，㈠，㈡または㈢により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。 ㈠　系統連系受電課金対象電力

旧	新
	a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑻イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 ⑵　発電量調整受電電力量 a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）⑴ただし書または附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑺ハもしくは⑻イに準じて算定いたします。 b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合

旧	新
	イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。 なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。 (ハ)　契約超過受電電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 (a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

旧	新
	契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 (5)　揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。 イ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。 ロ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合 発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。 (6)　発電設備等に係る供給地点において最終保障供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。 イ　18（料金）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。

旧	新
	ロ　22（系統連系受電サービス）⑵における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）⑵における契約超過受電電力の算定上，当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなします。 ハ　39（給電指令の実施等）⑺において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。 ニ　53（契約の廃止）⑷または55（解約等）⑸において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。 ⑺　2024年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。 イ　近接性評価地域 次の地域を近接性評価地域といたします。

旧	新

都道府県	市　町　村
大　阪　府	岸和田市，豊中市，池田市，吹田市，泉大津市，高槻市，貝塚市，守口市，枚方市，茨木市，泉佐野市，富田林市，寝屋川市，大東市，和泉市，箕面市，門真市，摂津市，泉南市，四條畷市，交野市，阪南市，島本町，忠岡町，熊取町，田尻町
兵　庫　県	尼崎市，伊丹市
京　都　府	京都市，宇治市，城陽市，向日市，長岡京市，八幡市，京田辺市，大山崎町，久御山町，精華町
奈　良　県	奈良市，大和高田市，大和郡山市，天理市，橿原市，生駒市，香芝市，葛城市，三郷町，斑鳩町，安堵町，川西町，三宅町，田原本町，上牧町，王寺町，広陵町，河合町
滋　賀　県	草津市，守山市，栗東市，野洲市，湖南市，竜王町，愛荘町，豊郷町，甲良町

ロ　受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

旧	新
	15　2025年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置 この約款実施の日から2025年３月31日までの期間における需要者の電気の使用または21（予備送電サービス）の使用を制限または中止した場合の料金については，39（給電指令の実施等）⑼または⑽にかかわらず，次のとおりといたします。 ⑴　当社は，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハ，トまたは⑶によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。 ㈠　割引の対象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の19（接続送電サービス）または20（臨時接続送電サービス）の基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）⑴イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 ㈡　割引率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 ㈢　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 ㈠　割引の対象

旧	新
	当該供給地点の力率割引または割増し後の19（接続送電サービス）または20（臨時接続送電サービス）の基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ロ)　割引率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。 (ハ)　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） a　接続供給電力を制限した場合 H’＝H×（D－d）／D H’＝　修正時間 H　＝　制限時間 D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または 臨時接続送電サービス契約電力 d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合 H’＝H×（A－B）／A H’＝　修正時間 H　＝　制限時間 A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量 （需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。） B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

旧	新
	c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。 (2)　(1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。 (3)　21（予備送電サービス）の使用を制限し，または中止した場合には，(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。 **16　料金についての切替措置** 2024年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。 なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における2024年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

旧	新
別　　表	別　　表

2近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

(1)　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

都道府県	市　町　村
大　阪　府	岸和田市，豊中市，池田市，吹田市，泉大津市，高槻市，貝塚市，守口市，枚方市，茨木市，泉佐野市，富田林市，寝屋川市，大東市，和泉市，箕面市，門真市，摂津市，泉南市，四條畷市，交野市，阪南市，島本町，忠岡町，熊取町，田尻町
兵　庫　県	尼崎市，伊丹市
京　都　府	京都市，宇治市，城陽市，向日市，長岡京市，八幡市，京田辺市，大山崎町，久御山町，精華町
奈　良　県	奈良市，大和高田市，大和郡山市，天理市，橿原市，生駒市，香芝市，葛城市，三郷町，斑鳩町，安堵町，川西町，三宅町，田原本町，上牧町，王寺町，広陵町，河合町
滋　賀　県	草津市，守山市，栗東市，野洲市，湖南市，竜王町，愛荘町，豊郷町，甲良町

なお，2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価対象地域に含めるものといたします。

旧	新

都道府県	市　町　村
大　阪　府	大阪市，堺市，八尾市，河内長野市，松原市，柏原市，羽曳野市，高石市，藤井寺市，東大阪市，大阪狭山市
兵　庫　県	神戸市，明石市，西宮市，芦屋市，宝塚市，川西市

また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

(2)　近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合	72銭
	受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ140,000ボルト以下の場合	42銭
	受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合	21銭

ただし，2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

旧	新
~~ロ　近接性評価割引電力量~~ ~~(イ)　近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。~~ ~~ａ　発電バランシンググループごとの電力量は，30分ごとに次の算式により算定いたします。~~ ~~当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量 × 当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値 ／ 当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値~~ ~~ｂ　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上，その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値 × 当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量 ／ 当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量~~ ~~(ロ)　契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(イ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。~~	

旧	新
~~(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象計画電力量 / 契約者が調達する電力量~~ ~~(ﾊ) 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象電力量 / 接続対象計画電力量~~ ~~ﾆ 近接性評価割引額~~ ~~近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値にｲに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。~~	**2系統設備効率化割引の対象変電所等** (1) 系統設備効率化割引の対象変電所等 次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

旧	新

割引区分	割引対象変電所等
A－1	信貴変電所
A－2	西京都変電所，南京都変電所，新生駒変電所， 紀の川変電所，金剛変電所，御坊変電所，淀川変電所， 東大阪変電所，下穂積変電所，湖南変電所，洛南変電所， 枚方変電所，新寝屋川変電所，南河内変電所， 南大阪変電所，北葛城変電所，喜撰山開閉所， 東大和開閉所，東近江開閉所，紀北変換所， 鳴門変電所（四国電力送配電株式会社）
A－3	北摂変電所，猪名川変電所，新綾部変電所，嶺南変電所， 能勢変電所，奥多々良木変電所，伊丹変電所，北大阪変電所， 東播変電所，西神戸変電所，北豊中変電所，小曽根変電所， 湖東変電所，西大阪変電所，甲賀変電所，栗東変電所， 泉南変電所，泉北変電所，海南港変電所，多奈川変電所， 西淡変電所，京北開閉所，山崎開閉所，大河内開閉所

割引区分	割引対象変電所等
B－1	有馬変電所，城見変電所，松ケ丘変電所，真上町変電所， 阿武野変電所，水無瀬変電所，富田変電所，上牧変電所， 高槻変電所，芥川変電所，東天川変電所，西天川変電所， 五百住変電所，如是変電所，茨木変電所，春日変電所， 下穂積変電所，南茨木変電所，山田変電所，千里丘変電所， 小野原変電所，西宿変電所，上新田変電所，稲変電所， 桜ケ丘変電所，渋谷変電所，箕面変電所，石橋変電所， 刀根山変電所，北豊中変電所，池田変電所，熊野変電所， 長興寺変電所，佐井寺変電所，岸部変電所，山手町変電所， 西千里変電所，楠葉変電所，招提変電所，牧野変電所， 田口変電所，長尾変電所，長尾元町変電所，津田変電所， 中宮変電所，洞ヶ峠変電所，郡津東変電所，禁野変電所， 南枚方変電所，中振変電所，茄子作変電所，唐崎変電所， 光善寺変電所，目垣変電所，真砂変電所，沢良宜変電所， 鳥飼変電所，正雀変電所，味生変電所，香里変電所， 三井変電所，豊野変電所，下池田変電所，平池変電所， 交野変電所，星田変電所，寝屋川変電所，四条畷変電所， 砂変電所，神田変電所，大庭変電所，大和田変電所， 藤田変電所，浜町変電所，八雲変電所，守口変電所， 速見変電所，寺方変電所，旭東変電所，島頭変電所， 北島橋変電所，茨田変電所，茨田浜変電所，末広変電所， 瑞光変電所，小松変電所，吹田変電所，野崎変電所， 大東変電所，中垣内変電所，豊里町変電所，豊津変電所， 浜変電所，南金田変電所，豊南変電所，西三国変電所， 淡路町変電所，東淀川変電所，木川変電所，三国変電所， 服部変電所，庄内変電所，三津屋変電所，十三変電所， 長柄変電所，西扇町変電所，北野変電所，大仁変電所， 福島変電所，曽根崎変電所，扇町変電所，空心町変電所， 天満橋変電所，北浜変電所，船場変電所，久宝寺変電所， 亀甲町変電所，大開町変電所，備後町変電所， 農人橋変電所，赤川変電所，生江町変電所，森小路変電所， 関目変電所，放出変電所，都島変電所，野江変電所， 新喜島変電所，中本変電所，今津町変電所，御幣島変電所， 姫島変電所，福変電所，新大岩変電所，加納変電所， 鴻池変電所，石切変電所，下島変電所，枚岡変電所， 桜町変電所，三宅変電所，田井城変電所，藤井寺変電所， 道明寺変電所，中村変電所，津久野変電所，深井変電所， 西浦変電所，福田変電所，八田変電所，北野田変電所， 高石変電所，喜志変電所，信太変電所，深阪変電所， 菱木変電所，新狭山変電所，府中変電所，黒鳥変電所， 光明池変電所，富田林変電所，泉ヶ丘変電所，錦織変電所， 汐ノ宮変電所，滝谷変電所，唐国変電所，岸和田変電所， 田治米変電所，栂変電所，蛸地蔵変電所，長野変電所， 三日市変電所，桂変電所，上里変電所，長岡変電所， 大山崎変電所，久我変電所，双ケ岡変電所，嵯峨変電所， 太秦変電所，西院変電所，太子道変電所，朱雀野変電所， 白梅町変電所，北衣手変電所，堀川変電所，島原変電所，

割引区分	割引対象変電所等
B－1	西京極変電所，東寺変電所，大仏変電所，三条変電所， 下京変電所，吉祥院変電所，七条変電所，向日町変電所， 神足変電所，醍醐変電所，山科変電所，西山科変電所， 大塚変電所，新山科変電所，木津変電所，多田変電所， 川西変電所，中山寺変電所，山本変電所，久代変電所， 宝塚変電所，安倉変電所，仁川変電所，昆陽変電所， 千僧変電所，東伊丹変電所，稲野変電所，椎堂変電所， 塚口変電所，神崎変電所，潮江変電所，杭瀬変電所， 名神町変電所，立花変電所，尼崎変電所，前浜変電所， 北鳴尾変電所，北立花変電所，武庫変電所，甲東園変電所， 広田変電所，中須佐変電所，西宮変電所，津門変電所， 香枦園変電所，夙川変電所，岩園変電所，芦屋変電所， 深江変電所，本山変電所，甲南変電所，魚崎変電所， 六甲アイランド変電所，御影変電所，新在家変電所， 篠原変電所，上筒井変電所，葺合変電所，神戸港変電所， 三宮変電所，元町変電所，新開地変電所，和田変電所， 秋篠変電所，登美ヶ丘変電所，東生駒変電所，堅田変電所， 阪本変電所，守山変電所，駒井沢変電所，皇子山変電所， 草津変電所，矢橋変電所，野路変電所，瀬田変電所， 木村橋変電所，野口変電所，別府変電所
B－2	上本町変電所，岡町変電所，江戸堀変電所，中之島変電所， 真田山変電所，信濃橋変電所，立売堀変電所，波除変電所， 四貫島変電所，北港変電所，舞洲変電所，市岡変電所， 本田変電所，築港変電所，泉尾変電所，鶴町変電所， 南恩加島変電所，諏訪変電所，鶴橋変電所，中川町変電所， 猪飼野変電所，今里変電所，佃変電所，河内変電所， 稲田変電所，春宮変電所，三休橋変電所，道頓堀変電所， 西堤変電所，高井田変電所，荒本変電所，意岐部変電所， 千日前変電所，高津変電所，永和変電所，湊町変電所， 足代変電所，難波変電所，桃谷変電所，下寺町変電所， 芦原橋変電所，花園変電所，俊徳変電所，小坂変電所， 布施変電所，瓢箪山変電所，津守変電所，萩之茶屋変電所， 田島変電所，天王寺変電所，長瀬変電所，友井変電所， 阿倍野変電所，今宮変電所，百済変電所，巽変電所， 美章園変電所，正覚寺変電所，小畑変電所，西八尾変電所， 緑ヶ丘変電所，上尾町変電所，玉出変電所，帝塚山変電所， 南港変電所，敷津変電所，平野変電所，山坂変電所， 中野変電所，粉浜変電所，加美変電所，東郷変電所， 鷹合町変電所，加賀屋変電所，竜華変電所，刑部変電所， 上住吉変電所，老原変電所，八尾変電所，住之江変電所， 長吉変電所，苅田変電所，我孫子変電所，瓜破変電所， 錦綾変電所，川辺変電所，堅下変電所，弓削変電所， 三宝変電所，東堺変電所，大小路変電所，長曽根変電所， 天美変電所，竜神変電所，松原変電所，高鷲変電所，

割引区分	割引対象変電所等
B－2	土師ノ里変電所，金岡変電所，旭ケ丘変電所， 石津川変電所，恵我之荘変電所，梅町変電所，金田変電所， 浜寺変電所，美原変電所，鳳変電所，大野芝変電所， 泉北港変電所，日置荘変電所，福泉変電所，助松変電所， 泉大津変電所，荒木変電所，土生変電所，貝塚変電所， 二色浜変電所，見出川変電所，佐野変電所， りんくうタウン変電所，鶴原変電所，羽倉崎変電所， 尾崎変電所，上中町変電所，南川町変電所，小浜変電所， 高浜変電所，白鳥変電所，中舞鶴変電所，弥栄町変電所， 間人変電所，峰山変電所，岩滝変電所，波路変電所， 東舞鶴変電所，岩井変電所，綾部変電所，馬堀変電所， 大原野変電所，大宮変電所，西賀茂変電所，上賀茂変電所， 田中変電所，室町変電所，松ヶ崎変電所，山端変電所， 中京変電所，竹間変電所，上鳥羽変電所，蹴上変電所， 河原町変電所，寺町変電所，祇園変電所，有隣変電所， 勧進橋変電所，清井町変電所，錦変電所，淀変電所， 丹波橋変電所，伏見変電所，下鳥羽変電所，木幡変電所， 小倉変電所，菟道変電所，稲荷変電所，深草変電所， 枇杷庄変電所，市辺変電所，大久保変電所，久御山変電所， 岩田変電所，男山変電所，久世変電所，久津川変電所， 松井変電所，篠山変電所，丹南変電所，ゆりのき台変電所， 弥生が丘変電所，鹿の子台変電所，藤原台変電所， 口酒井変電所，園田変電所，南尼崎変電所，南灘変電所， 旭変電所，ポート南変電所，ポートアイランド変電所， 中山手変電所，楠橋変電所，有馬道変電所， 丸山変電所（兵庫県神戸市），会陽変電所，菅原変電所， 長田変電所，千歳町変電所，鷹取変電所，須磨変電所， 神戸変電所，箕谷変電所，鈴蘭台変電所，高塚山変電所， 樫野台変電所，白川変電所，落合変電所（兵庫県神戸市）， 名谷変電所，垂水変電所，舞子変電所，歌敷山変電所， 大蔵谷変電所，有瀬変電所，太寺変電所，南明石変電所， 西明石変電所，明石変電所，西大久保変電所， 江井島変電所，土山変電所，奈良変電所，高天町変電所， 平城変電所，南生駒変電所，学園前変電所，富雄変電所， 菅原町変電所，六条西変電所，京終変電所，北之庄変電所， 昭和変電所，二階堂変電所，丹波市変電所，王寺変電所， 真美ヶ丘変電所，市場変電所，高田変電所，西橿原変電所， 橿原変電所，田原本変電所，千代変電所，桜井変電所， 畝傍変電所，栄和町変電所，下田変電所，川合変電所， 川原樋川変電所，草野川変電所，高月町変電所， 新長浜変電所，長浜変電所，彦根変電所，芹川変電所， 八幡変電所，近江河西変電所，祇王変電所，浜大津変電所， 大津変電所，新草津変電所，膳所変電所，松江変電所， 北島変電所，和歌山変電所，貝柄町変電所，宮変電所， 城北橋変電所，湊変電所，手平変電所，堀止変電所， 海南変電所，甲斐川変電所，田辺変電所，新宮変電所， 浜坂変電所，城崎変電所，八鹿変電所，中瀬変電所，

旧	新
	割引区分 / 割引対象変電所等 B－2 / 城北変電所，城西変電所，総社変電所，宮西変電所，東延末変電所，城南変電所，手柄変電所，飾磨港変電所，高畑変電所，一色変電所，矢田川変電所 なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として2028年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。 ⑵　系統設備効率化割引の割引区分の適用 イ　⑴の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）⑴により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。 なお，連系変電所等については，原則として2028年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。 また，2024年３月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。 ロ　⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。 ハ　⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後

旧	新
	に発電量調整供給を開始した場合であっても，(1)の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。 ニ　2024年４月１日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

旧	新
	見直し前の割引区分 / 見直し後の割引区分 / 適用される割引区分 A－1 / A－1，A－2，A－3または割引対象外 / A－1 A－2 / A－1 / A－1 A－2，A－3または割引対象外 / A－2 A－3 / A－1 / A－1 A－2 / A－2 A－3または割引対象外 / A－3 B－1 / B－1，B－2または割引対象外 / B－1 B－2 / B－1 / B－1 B－2または割引対象外 / B－2
5平均力率早見表 (1)　この約款における平均力率は次表によります。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。 (2)　有効電力量および無効電力量の計量については，~~29~~（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，~~29~~（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧または供給電圧と同位にするために，原則として３パーセントの損失修正率によって修正したものといたします。	**5平均力率早見表** (1)　この約款における平均力率は次表によります。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。 (2)　有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧または供給電圧と同位にするために，原則として３パーセントの損失修正率によって修正したものといたします。

旧

Wo/Wの値		平均力率（%）	Wo/Wの値		平均力率（%）
0.0000から	0.1004まで	100	1.0932から	1.1231まで	67
0.1005	0.1752	99	1.1232	1.1536	66
0.1753	0.2279	98	1.1537	1.1848	65
0.2280	0.2718	97	1.1849	1.2166	64
0.2719	0.3106	96	1.2167	1.2490	63
0.3107	0.3461	95	1.2491	1.2822	62
0.3462	0.3793	94	1.2823	1.3161	61
0.3794	0.4108	93	1.3162	1.3508	60
0.4109	0.4409	92	1.3509	1.3864	59
0.4410	0.4701	91	1.3865	1.4229	58
0.4702	0.4984	90	1.4230	1.4603	57
0.4985	0.5261	89	1.4604	1.4988	56
0.5262	0.5533	88	1.4989	1.5384	55
0.5534	0.5801	87	1.5385	1.5792	54
0.5802	0.6066	86	1.5793	1.6211	53
0.6067	0.6329	85	1.6212	1.6644	52
0.6330	0.6590	84	1.6645	1.7091	51
0.6591	0.6850	83	1.7092	1.7554	50
0.6851	0.7110	82	1.7555	1.8031	49
0.7111	0.7370	81	1.8032	1.8526	48
0.7371	0.7630	80	1.8527	1.9039	47
0.7631	0.7892	79	1.9040	1.9571	46
0.7893	0.8154	78	1.9572	2.0124	45
0.8155	0.8419	77	2.0125	2.0700	44
0.8420	0.8685	76	2.0701	2.1299	43
0.8686	0.8954	75	2.1300	2.1923	42
0.8955	0.9225	74	2.1924	2.2576	41
0.9226	0.9500	73	2.2577	2.3258	40
0.9501	0.9778	72	2.3259	2.3972	39
0.9779	1.0060	71	2.3973	2.4721	38
1.0061	1.0345	70	2.4722	2.5507	37
1.0346	1.0636	69	2.5508	2.6334	36
1.0637	1.0931	68	2.6335	2.7206	35

新

Wo/Wの値		平均力率（%）	Wo/Wの値		平均力率（%）
0.0000から	0.1004まで	100	1.0932から	1.1231まで	67
0.1005	0.1752	99	1.1232	1.1536	66
0.1753	0.2279	98	1.1537	1.1848	65
0.2280	0.2718	97	1.1849	1.2166	64
0.2719	0.3106	96	1.2167	1.2490	63
0.3107	0.3461	95	1.2491	1.2822	62
0.3462	0.3793	94	1.2823	1.3161	61
0.3794	0.4108	93	1.3162	1.3508	60
0.4109	0.4409	92	1.3509	1.3864	59
0.4410	0.4701	91	1.3865	1.4229	58
0.4702	0.4984	90	1.4230	1.4603	57
0.4985	0.5261	89	1.4604	1.4988	56
0.5262	0.5533	88	1.4989	1.5384	55
0.5534	0.5801	87	1.5385	1.5792	54
0.5802	0.6066	86	1.5793	1.6211	53
0.6067	0.6329	85	1.6212	1.6644	52
0.6330	0.6590	84	1.6645	1.7091	51
0.6591	0.6850	83	1.7092	1.7554	50
0.6851	0.7110	82	1.7555	1.8031	49
0.7111	0.7370	81	1.8032	1.8526	48
0.7371	0.7630	80	1.8527	1.9039	47
0.7631	0.7892	79	1.9040	1.9571	46
0.7893	0.8154	78	1.9572	2.0124	45
0.8155	0.8419	77	2.0125	2.0700	44
0.8420	0.8685	76	2.0701	2.1299	43
0.8686	0.8954	75	2.1300	2.1923	42
0.8955	0.9225	74	2.1924	2.2576	41
0.9226	0.9500	73	2.2577	2.3258	40
0.9501	0.9778	72	2.3259	2.3972	39
0.9779	1.0060	71	2.3973	2.4721	38
1.0061	1.0345	70	2.4722	2.5507	37
1.0346	1.0636	69	2.5508	2.6334	36
1.0637	1.0931	68	2.6335	2.7206	35

旧

Wo/Wの値		平均力率（%）	Wo/Wの値		平均力率（%）
2.7207から	2.8126まで	34	5.9776から	6.3736まで	16
2.8127	2.9099	33	6.3737	6.8237	15
2.9100	3.0130	32	6.8238	7.3396	14
3.0131	3.1225	31	7.3397	7.9373	13
3.1226	3.2390	30	7.9374	8.6380	12
3.2391	3.3633	29	8.6381	9.4712	11
3.3634	3.4962	28	9.4713	10.4787	10
3.4963	3.6389	27	10.4788	11.7221	9
3.6390	3.7919	26	11.7222	13.2958	8
3.7920	3.9572	25	13.2959	15.3521	7
3.9573	4.1362	24	15.3522	18.1543	6
4.1363	4.3305	23	18.1544	22.1997	5
4.3306	4.5424	22	22.1998	28.5539	4
4.5425	4.7744	21	28.5540	39.9875	3
4.7745	5.0298	20	39.9876	66.6667	2
5.0299	5.3121	19	66.6668	199.9975	1
5.3122	5.6261	18	199.9976	∞	
5.6262	5.9775	17			

（注）1　W……有効電力量（kWh）　Wo……無効電力量（kvarh）

2　Wo/Wは小数点以下第４位までとし，第５位で四捨五入するものといたします。

3　この表は平均力率＝$\frac{W}{\sqrt{W^2+Wo^2}}$×100の算式により計算されています。

7　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

⑶　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

新

Wo/Wの値		平均力率（%）	Wo/Wの値		平均力率（%）
2.7207から	2.8126まで	34	5.9776から	6.3736まで	16
2.8127	2.9099	33	6.3737	6.8237	15
2.9100	3.0130	32	6.8238	7.3396	14
3.0131	3.1225	31	7.3397	7.9373	13
3.1226	3.2390	30	7.9374	8.6380	12
3.2391	3.3633	29	8.6381	9.4712	11
3.3634	3.4962	28	9.4713	10.4787	10
3.4963	3.6389	27	10.4788	11.7221	9
3.6390	3.7919	26	11.7222	13.2958	8
3.7920	3.9572	25	13.2959	15.3521	7
3.9573	4.1362	24	15.3522	18.1543	6
4.1363	4.3305	23	18.1544	22.1997	5
4.3306	4.5424	22	22.1998	28.5539	4
4.5425	4.7744	21	28.5540	39.9875	3
4.7745	5.0298	20	39.9876	66.6667	2
5.0299	5.3121	19	66.6668	199.9975	1
5.3122	5.6261	18	199.9976	∞	
5.6262	5.9775	17			

（注）1　W……有効電力量（kWh）　Wo……無効電力量（kvarh）

2　Wo/Wは小数点以下第４位までとし，第５位で四捨五入するものといたします。

3　この表は平均力率＝$\frac{W}{\sqrt{W^2+Wo^2}}$×100の算式により計算されています。

7　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

⑶　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

旧	新
イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 (イ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） (ロ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(イ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(イ)または(ロ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの~~30~~（電力および電力量の算定）⑭イ(ロ)および(ハ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。	イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 (イ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） (ロ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(イ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(イ)または(ロ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの31（電力および電力量の算定）⑭イ(ロ)および(ハ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

旧	新
なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 $$\text{需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画} = \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$ (ｲ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値 (ﾛ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた値	なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 $$\text{需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画} = \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$ (ｲ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値 (ﾛ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた値
8電力量の協定 (1) 定額制供給の場合の接続供給電力量 ｲ 接続供給電力量の算定式	**8電力量の協定** (1) 定額制供給の場合の接続供給電力量 ｲ 接続供給電力量の算定式

旧	新
その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，~~32~~（料金の算定）(1)イ，ロ，~~ハ~~または~~ニ~~の場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。	その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはヘの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

ロ　月別使用時間

旧	新

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における3月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

⑵　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

⑴　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

⑵　前3月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における3月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

⑵　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

⑴　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

⑵　前3月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

旧	新
ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合 使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。 ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。 $\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}}$ ×協定期間の日数 ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお，この場合の計量器の取付けは，~~62~~（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。 ホ　公差をこえる誤差により修正する場合 $\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$ なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。 (ｲ)　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月 (ﾛ)　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月	ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合 使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。 ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。 $\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}}$ ×協定期間の日数 ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお，この場合の計量器の取付けは，63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。 ホ　公差をこえる誤差により修正する場合 $\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$ なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。 (ｲ)　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月 (ﾛ)　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月
9需要計画・調達計画・販売計画 需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。	**9需要計画・調達計画・販売計画** 需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

旧

対象期間		年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年10月31日	毎月１日	毎週水曜日 午前10時	毎日午前12時	30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需要想定値	各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力	30分ごとの接続対象電力量	
	需要想定に対する調達計画・販売計画値	各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または契約者抑制契約者ごとおよび販売分の計画値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または契約者抑制契約者ごとおよび販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または契約者抑制契約者および販売分の計画値	30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとおよび販売分の計画値	
		供給力未調達分の計画値 （自己等への電気の供給の場合を除く）			—	

（注）１　需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

２　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

３　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

４　~~週間~~計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

10　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

新

対象期間		年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10月31日	毎月１日	毎週 水曜日 午前10時	毎日 午前10時	毎日 午前12時	30分ごとの需給開始時刻の１時間前
通知の内容	需要想定値	各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力	週間計画と同一の時刻の接続対象電力	30分ごとの接続対象電力量	
	需要想定に対する調達計画・販売計画値	各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または契約者抑制契約者ごとおよび販売分の計画値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または契約者抑制契約者ごとおよび販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が時刻の接続に電力に対する発電契約者，契約者または契約者抑制契約者ごとおよび販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
		供給力未調達分の計画値 （自己等への電気の供給の場合を除く）				—	

（注）１　需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

２　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

３　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

４　翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

10　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

旧

		対象期間	年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
		通知の期限	毎年10月31日	毎月１日	毎週水曜日 午前10時	毎日午前12時	原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容		発電計画	各月の平日および休日の受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する日の電力量調整受電電力	30分ごとの発電量調整受電電力量	
		調達計画・販売計画	各月の平日および休日の発電電力および調整受電電力の最大値および最小値に対する約者，発電契約者または需要家との契約者および契約分の計画値	各週の平日および休日の発電電力および調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要家との契約者および契約分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する日の電力量調整契約者，発電契約者または需要家との契約者および契約分の計画値	30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要家との契約者および契約分の計画値	
		発電設備等の停止計画	作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目		－	－	
			－	－	計画外作業		
					計画作業の変更分		

（注）１　発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

２　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

３　当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

４　計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。

５　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

６　~~週間~~計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

新

		対象期間	年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
		通知の期限	毎年10月31日	毎月１日	毎週水曜日 午前10時	毎日午前10時	毎日午前12	原則として30分ごとの実需給開始時刻の１時間前
通知の内容		発電計画	各月の平日および休日の受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する日の電力量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力	30分ごとの発電量調整受電電力量	
		調達計画・販売計画	各月の平日および休日の発電電力および調整受電電力の最大値および最小値に対する約者，発電契約者または需要家との契約者および契約分の計画値	各週の平日および休日の発電電力および調整受電電力の最大値および最小値に対する約者，発電契約者または需要家との契約者および契約分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する日の電力量調整契約者，発電契約者または需要家との契約者および契約分の計画値	週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要家との契約者および契約分の計画値	30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要家との契約者および契約分の計画値	
		発電設備等の停止計画	作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目		－	－	－	
			－	－	計画外作業			
					計画作業の変更分			

（注）１　発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

２　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

３　当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

４　計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。

５　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

６　翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

旧

11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

	対象期間	年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
	通知の期限	毎年10月31日	毎月１日	毎週水曜日 午前10時	毎日午前12時	30分ごとの実需給開始時刻の１時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日のお需要最大値および最小値，発電契約者または需要抑制契約者ごとの計画値	各週の平日および休日の需要抑制電力の最大値および最小値，発電契約者または需要抑制契約者ごとの計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力，発電契約者または需要抑制契約者ごとの計画値	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	－	－	－	－	30分ごとの値

（注）１　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

２　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

３　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

４　週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

新

11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

	対象期間	年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
	通知の期限	毎年 10月31日	毎月１日	毎週 水曜日 午前10時	毎日 午前10時	毎日午前 12時	30分ごとの実需給開始時刻の１時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日のお需要最大値および最小値，発電契約者または需要抑制契約者ごとの計画値	各週の平日および休日の需要抑制電力の最大値および最小値，発電契約者または需要抑制契約者ごとの計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力，発電契約者または需要抑制契約者ごとの計画値	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	－	－	－	－	－	30分ごとの値

（注）１　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

２　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

３　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

４　翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

旧	新
14　スポットネットワーク方式の工事費の算式 ~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠ｃの工事費の算定は，次の算式によります。 $$工事費相当額 \times 工事こう長 \times \frac{1}{100} \times \frac{新増加接続送電サービス契約電力}{利用回線数-1}$$ この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。 ~~68~~（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠ｂの工事費単価 ×｛100パーセント＋20パーセント×（利用回線数－1）｝	14　スポットネットワーク方式の工事費の算式 69（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠ｃの工事費の算定は，次の算式によります。 $$工事費相当額 \times 工事こう長 \times \frac{1}{100} \times \frac{新増加接続送電サービス契約電力}{利用回線数-1}$$ この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。 69（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠ｂの工事費単価 ×｛100パーセント＋20パーセント×（利用回線数－1）｝

旧	新
系統連系技術要件 **〔託送供給等約款別冊〕** ~~2023~~ 年 ~~12~~ 月 ~~27~~ 日 実施 関西電力送配電株式会社	系統連系技術要件 **〔託送供給等約款別冊〕** 2024 年 4 月 1 日 実施 関西電力送配電株式会社

旧	新
系統連系技術要件 〔託送供給等約款別冊〕 目 次	系統連系技術要件 〔託送供給等約款別冊〕 目 次
Ⅰ 総 則 …… Ⅰ-1 1 目 的 …… Ⅰ-1 2 適用の範囲 …… Ⅰ-1 3 協 議 …… Ⅰ-1 Ⅱ 発電設備等の低圧配電線との連系要件 …… Ⅱ-1 4 電 気 方 式 …… Ⅱ-1 5 運転可能周波数 …… Ⅱ-1 6 力 率 …… Ⅱ-~~2~~ 7 高 調 波 …… Ⅱ-2 8 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… Ⅱ-2 9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… Ⅱ-3 10 不要解列の防止 …… Ⅱ-3 11 保護リレーの設置 …… Ⅱ-~~7~~ 12 保護リレーの設置場所 …… Ⅱ-~~8~~ 13 解 列 箇 所 …… Ⅱ-~~9~~ 14 保護リレーの設置相数 …… Ⅱ-~~9~~ 15 接 地 方 式 …… Ⅱ-~~9~~ 16 直流流出防止変圧器の設置 …… Ⅱ-~~10~~ 17 電 圧 変 動 …… Ⅱ-~~10~~ 18 短 絡 容 量 …… Ⅱ-1~~2~~ 19 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… Ⅱ-1~~2~~ 20 発電設備等の種類 …… Ⅱ-1~~2~~	Ⅰ 総 則 …… Ⅰ-1 1 目 的 …… Ⅰ-1 2 適用の範囲 …… Ⅰ-1 3 協 議 …… Ⅰ-1 Ⅱ 発電設備等の低圧配電線との連系要件 …… Ⅱ-1 4 電 気 方 式 …… Ⅱ-1 5 運転可能周波数 …… Ⅱ-1 6 力 率 …… Ⅱ-1 7 高 調 波 …… Ⅱ-2 8 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… Ⅱ-2 9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… Ⅱ-3 10 不要解列の防止 …… Ⅱ-3 11 保護リレーの設置 …… Ⅱ-6 12 保護リレーの設置場所 …… Ⅱ-7 13 解 列 箇 所 …… Ⅱ-8 14 保護リレーの設置相数 …… Ⅱ-8 15 接 地 方 式 …… Ⅱ-8 16 直流流出防止変圧器の設置 …… Ⅱ-9 17 電 圧 変 動 …… Ⅱ-9 18 短 絡 容 量 …… Ⅱ-11 19 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… Ⅱ-11 20 発電設備等の種類 …… Ⅱ-11

旧	新
21　サイバーセキュリティ対策 …… Ⅱ-1~~3~~	21　サイバーセキュリティ対策 …… Ⅱ-12
22　発 電 機 諸 元 …… Ⅱ-1~~3~~	22　発 電 機 諸 元 …… Ⅱ-12
Ⅲ　発電設備等の高圧配電線との連系要件 …… Ⅲ-1	**Ⅲ　発電設備等の高圧配電線との連系要件** …… Ⅲ-1
23　電　気　方　式 …… Ⅲ-1	23　電　気　方　式 …… Ⅲ-1
24　運転可能周波数 …… Ⅲ-1	24　運転可能周波数 …… Ⅲ-1
25　力　　率 …… Ⅲ-1	25　力　　率 …… Ⅲ-1
26　高　　調　　波 …… Ⅲ-2	26　高　　調　　波 …… Ⅲ-2
27　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… Ⅲ-2	27　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… Ⅲ-2
28　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… Ⅲ-2	28　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… Ⅲ-2
29　不要解列の防止 …… Ⅲ-3	29　不要解列の防止 …… Ⅲ-3
30　保護リレーの設置 …… Ⅲ-6	30　保護リレーの設置 …… Ⅲ-6
31　保護リレーの設置場所 …… Ⅲ-8	31　保護リレーの設置場所 …… Ⅲ-8
32　解　列　箇　所 …… Ⅲ-8	32　解　列　箇　所 …… Ⅲ-8
33　保護リレーの設置相数 …… Ⅲ-9	33　保護リレーの設置相数 …… Ⅲ-9
34　自動負荷制限 …… Ⅲ-9	34　自動負荷制限 …… Ⅲ-9
35　線路無電圧確認装置の設置 …… Ⅲ-9	35　線路無電圧確認装置の設置 …… Ⅲ-9
36　接　地　方　式 …… Ⅲ-10	36　接　地　方　式 …… Ⅲ-10
37　直流流出防止変圧器の設置 …… Ⅲ-10	37　直流流出防止変圧器の設置 …… Ⅲ-10
38　電　圧　変　動 …… Ⅲ-11	38　電　圧　変　動 …… Ⅲ-11
39　短　絡　容　量 …… Ⅲ-13	39　短　絡　容　量 …… Ⅲ-13
40　発電機定数・諸元 …… Ⅲ-13	40　発電機定数・諸元 …… Ⅲ-13
41　昇圧用変圧器 …… Ⅲ-15	41　昇圧用変圧器 …… Ⅲ-15
42　連　絡　体　制 …… Ⅲ-15	42　連　絡　体　制 …… Ⅲ-15
43　バンク逆潮流の制限 …… Ⅲ-16	43　バンク逆潮流の制限 …… Ⅲ-16
44　サイバーセキュリティ対策 …… Ⅲ-17	44　サイバーセキュリティ対策 …… Ⅲ-17

旧

Ⅳ　発電設備等の特別高圧電線路との連系要件 Ⅳ-1
45　電　気　方　式 Ⅳ-1
46　運転可能周波数・並列時許容周波数 Ⅳ-1
47　力　　率 Ⅳ-1
48　高　　調　　波 Ⅳ-2
49　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 Ⅳ-2
50　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 Ⅳ-3
51　不要解列の防止 Ⅳ-3
52　保護リレーの設置 Ⅳ-5
53　再 閉 路 方 式 Ⅳ-8
54　保護リレーの設置場所 Ⅳ-8
55　解　列　箇　所 Ⅳ-8
56　保護リレーの設置相数 Ⅳ-9
57　自動負荷制限・発電抑制 Ⅳ-9
58　線路無電圧確認装置の設置 Ⅳ-10
59　発電機運転制御装置の付加 Ⅳ-11
60　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 Ⅳ-14
61　直流流出防止変圧器の設置 Ⅳ-14
62　電　圧　変　動 Ⅳ-15
63　出　力　変　動 Ⅳ-16
64　短絡・地絡電流対策 Ⅳ-17
65　発電機定数・諸元 Ⅳ-17
66　昇圧用変圧器 Ⅳ-20
67　連　絡　体　制 Ⅳ-20
68　電気現象記録装置 Ⅳ-22
69　サイバーセキュリティ対策 Ⅳ-22

新

Ⅳ　発電設備等の特別高圧電線路との連系要件 Ⅳ-1
45　電　気　方　式 Ⅳ-1
46　運転可能周波数・並列時許容周波数 Ⅳ-1
47　力　　率 Ⅳ-1
48　高　　調　　波 Ⅳ-2
49　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 Ⅳ-2
50　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 Ⅳ-3
51　不要解列の防止 Ⅳ-3
52　保護リレーの設置 Ⅳ-5
53　再 閉 路 方 式 Ⅳ-8
54　保護リレーの設置場所 Ⅳ-8
55　解　列　箇　所 Ⅳ-8
56　保護リレーの設置相数 Ⅳ-9
57　自動負荷制限・発電抑制 Ⅳ-9
58　線路無電圧確認装置の設置 Ⅳ-10
59　発電機運転制御装置の付加 Ⅳ-11
60　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 Ⅳ-14
61　直流流出防止変圧器の設置 Ⅳ-14
62　電　圧　変　動 Ⅳ-15
63　出　力　変　動 Ⅳ-16
64　短絡・地絡電流対策 Ⅳ-17
65　発電機定数・諸元 Ⅳ-17
66　昇圧用変圧器 Ⅳ-20
67　連　絡　体　制 Ⅳ-20
68　電気現象記録装置 Ⅳ-22
69　サイバーセキュリティ対策 Ⅳ-22

旧	新
Ⅴ　負荷設備の低圧配電線との連系要件 ..... Ⅴ-1 70　力　　率 ..... Ⅴ-1 71　保護リレーの設置 Ⅴ-1	**Ⅴ　負荷設備の低圧配電線との連系要件** ..... Ⅴ-1 70　力　　率 ..... Ⅴ-1 71　保護リレーの設置 Ⅴ-1
Ⅵ　負荷設備の高圧配電線との連系要件 ..... Ⅵ-1 72　力　　率 ..... Ⅵ-1 73　~~高　調　波~~ ..... Ⅵ-1 74　保　護　協　調 ..... Ⅵ-2 75　保護リレーの設置 ..... Ⅵ-~~2~~ 76　保護リレーの設置場所 ..... Ⅵ-~~2~~ 77　遮　断　箇　所 ..... Ⅵ-~~2~~ 78　連　絡　体　制 Ⅵ-3	**Ⅵ　負荷設備の高圧配電線との連系要件** ..... Ⅵ-1 72　力　　率 ..... Ⅵ-1 73　電　力　品　質 ..... Ⅵ-1 74　保　護　協　調 ..... Ⅵ-2 75　保護リレーの設置 ..... Ⅵ-3 76　保護リレーの設置場所 ..... Ⅵ-3 77　遮　断　箇　所 ..... Ⅵ-3 78　連　絡　体　制 ..... Ⅵ-3 79　サイバーセキュリティ対策 Ⅵ-3
Ⅶ　負荷設備の特別高圧電線路との連系要件 ..... Ⅶ-1 ~~79~~　力　　率 ..... Ⅶ-1 ~~80~~　~~高　調　波~~ ..... Ⅶ-1 ~~81~~　~~電圧フリッカ~~ ..... ~~Ⅶ-2~~ 82　保　護　協　調 ..... Ⅶ-~~2~~ 83　保護リレーの設置 ..... Ⅶ-3 84　保護リレーの設置場所 ..... Ⅶ-3 85　保護リレーの設置相数 ..... Ⅶ-3 86　遮　断　箇　所 ..... Ⅶ-~~3~~ 87　連　絡　体　制 ..... Ⅶ-~~3~~	**Ⅶ　負荷設備の特別高圧電線路との連系要件** ..... Ⅶ-1 80　力　　率 ..... Ⅶ-1 81　電　力　品　質 ..... Ⅶ-1 82　保　護　協　調 ..... Ⅶ-3 83　保護リレーの設置 ..... Ⅶ-3 84　保護リレーの設置場所 ..... Ⅶ-3 85　保護リレーの設置相数 ..... Ⅶ-3 86　遮　断　箇　所 ..... Ⅶ-4 87　連　絡　体　制 ..... Ⅶ-4 88　サイバーセキュリティ対策 Ⅶ-4

旧	新
Ⅱ　発電設備等の低圧配電線との連系要件	**Ⅱ　発電設備等の低圧配電線との連系要件**
5運転可能周波数	**5運転可能周波数**
⑵　運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツとし，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値（ただし，協調が取れる範囲の最大値は２秒といたします。）としていただきます。 ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受けない設備については，この限りではありません。 ~~また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。~~	⑵　運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツとし，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値（ただし，協調が取れる範囲の最大値は２秒といたします。）としていただきます。 ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受けない設備については，この限りではありません。
17　電 圧 変 動	**17　電 圧 変 動**
⑴常時電圧変動対策 系統の電圧を適正値（低圧の需要場所においては，標準電圧100ボルトに対して101±6ボルト以内，標準電圧200ボルトに対して202±20ボルト以内といたします。）に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により系統の電圧が適正値を逸脱するおそれがある~~とき~~は，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。 なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策が必要となります。	⑴常時電圧変動対策 系統の電圧を適正値（低圧の需要場所においては，標準電圧100ボルトに対して101±6ボルト以内，標準電圧200ボルトに対して202±20ボルト以内といたします。）に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により系統の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合は，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。 なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策が必要となります。

旧	新
(3)　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値（受電地点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕が0.45 ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下〕に維持するものといたします。）を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。 ロ　風力発電設備等の出力変動による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。	(3)　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値（受電地点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕が0.45 ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下〕に維持するものといたします。）を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合には，静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。 ロ　風力発電設備等の出力変動による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合には，ＳＶＣ等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。

旧	新
ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある~~とき~~（新型能動的方式を具備する場合等）には，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。 　また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の~~無い~~範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じていただきます。 　なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。	ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合（新型能動的方式を具備する場合等）には，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。 　また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じていただきます。 　なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。
20　発電設備等の種類 　~~連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆潮流がない場合は，この限りではありません。~~	20　発電設備等の種類 　逆潮流ありの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の場合であっても，逆変換装置を用いた発電設備等と同等の単独運転検出および解列ができ，かつ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれがない場合に限り，逆潮流ありの連系とすることができます。
21　サイバーセキュリティ対策	21　サイバーセキュリティ対策 　自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

旧	新
サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために，次のとおり適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。	なお，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために，次のとおり適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

旧

電源種	設備	諸元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

新

電源種	設備	諸元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

旧	新
Ⅲ　発電設備等の高圧配電線との連系要件	**Ⅲ　発電設備等の高圧配電線との連系要件**
24　運転可能周波数	**24　運転可能周波数**
⑵　運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツとし，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値（ただし，協調が取れる範囲の最大値は２秒といたします。）としていただきます。 ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件の適用を受けない設備については，この限りではありません。 ~~また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。~~	⑵　運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツとし，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値（ただし，協調が取れる範囲の最大値は２秒といたします。）としていただきます。 ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件の適用を受けない設備については，この限りではありません。
30　保護リレーの設置	**30　保護リレーの設置**
⑷　逆潮流が~~有る~~場合の単独運転防止対策 逆潮流が~~有る~~場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できることといたします。 なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。	⑷　逆潮流がある場合の単独運転防止対策 逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できることといたします。 なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

旧	新
イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 なお，誘導発電機を用いる発電設備等において，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置することにより転送遮断装置または単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を省略できる場合があります。 (5)　逆潮流が~~無い~~場合の単独運転防止対策 逆潮流が~~無い~~場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合で，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できることといたします。 なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できることといたします。 また，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。	イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 なお，誘導発電機を用いる発電設備等において，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置することにより転送遮断装置または単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を省略できる場合があります。 (5)　逆潮流が<u>ない</u>場合の単独運転防止対策 逆潮流が<u>ない</u>場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合で，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できることといたします。 なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できることといたします。 また，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。
35　線路無電圧確認装置の設置	**35　線路無電圧確認装置の設置**

旧	新
(5)　逆潮流が~~無い~~場合で，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。 イ　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。	(5)　逆潮流がない場合で，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。 イ　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。
38　電 圧 変 動 (1) 常時電圧変動対策 系統の電圧を適正値（低圧の需要場所においては，標準電圧100ボルトに対して101±6ボルト以内，標準電圧200ボルトに対して202±20ボルト以内といたします。）に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがある~~とき~~は，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。 イ　発電設備等の脱落等により低圧の需要場所の電圧が適正値を逸脱するおそれがある~~とき~~には，自動的に負荷を制限すること。	38　電 圧 変 動 (1) 常時電圧変動対策 系統の電圧を適正値（低圧の需要場所においては，標準電圧100ボルトに対して101±6ボルト以内，標準電圧200ボルトに対して202±20ボルト以内といたします。）に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがある場合は，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。 イ　発電設備等の脱落等により低圧の需要場所の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に負荷を制限すること。

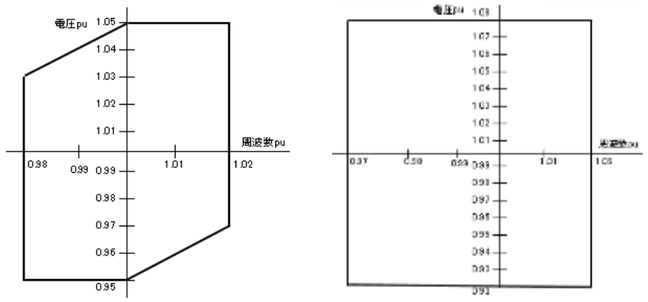
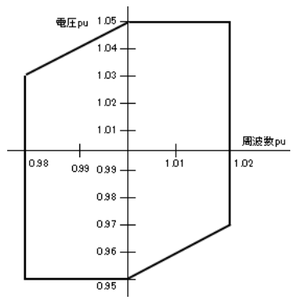
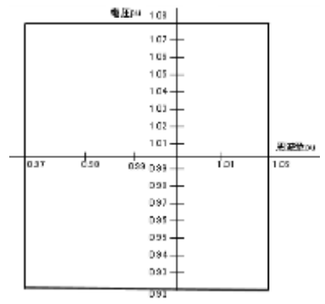
旧	新
ロ　発電設備等の逆潮流により低圧の需要場所の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。 なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。 ⑵ 瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策が必要となります。 ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。	ロ　発電設備等の逆潮流により低圧の需要場所の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に電圧を調整すること。 なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。 ⑵ 瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策が必要となります。 ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

旧	新
ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。	ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。
ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。	ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。
ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある~~とき~~は，その抑制対策を実施すること。	ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施すること。
⑶ 電圧フリッカ対策	⑶ 電圧フリッカ対策
発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値（受電地点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕を0.45 ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下〕に維持するものといたします。）を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。	発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値（受電地点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕を0.45 ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下〕に維持するものといたします。）を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。
イ　風力発電設備等の頻繁な並解列による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある~~とき~~には，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。	イ　風力発電設備等の頻繁な並解列による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合には，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。
なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または　専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。	なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または　専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。

旧	新
ロ　風力発電設備等の出力変動による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 　なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。	ロ　風力発電設備等の出力変動による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合には，ＳＶＣ等を設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 　なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。
ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，系統や当該発電者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。 　なお，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としていただきます。 　また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じていただきます。 　なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。	ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合には，系統や当該発電者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。 　なお，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としていただきます。 　また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じていただきます。 　なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。

旧	新
44　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために，次のとおり適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。	**44　サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 また，自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 なお，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために，次のとおり適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

旧	新
Ⅳ　発電設備等の特別高圧電線路との連系要件	**Ⅳ　発電設備等の特別高圧電線路との連系要件**
47　力　　率	**47　力　　率**
発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等が安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率90パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。 なお，逆潮流が~~無い~~場合は，原則として受電地点の力率を系統側からみて遅れ85パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。 また，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。	発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等が安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率90パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。 なお，逆潮流がない場合は，原則として受電地点の力率を系統側からみて遅れ85パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。 また，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。
51　不要解列の防止	**51　不要解列の防止**
(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止 作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。 なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障が~~無い~~範囲で運転を継続していただきます。	(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止 作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。 なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

旧	新
また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。 ただし，周波数変動範囲に対しては，46（運転可能周波数・並列時許容周波数）⑴の運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。 同期発電機・誘導発電機　　逆変換装置  52　保護リレーの設置 ⑶　単独運転防止対策 イ　逆潮流がある場合	また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。 ただし，周波数変動範囲に対しては，46（運転可能周波数・並列時許容周波数）⑴の運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。 同期発電機・誘導発電機　　逆変換装置   52　保護リレーの設置 ⑶　単独運転防止対策 イ　逆潮流がある場合

旧	新
適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。ただし，当該特性を有しない場合は，単独運転状態になったときに系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。 なお，必要に応じて周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。 また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。	適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。ただし，当該特性を有しない場合は，単独運転状態になったときに系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。 なお，必要に応じて周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。 また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。
ロ　逆潮流がない場合 単独運転防止のため，周波数上昇リレー~~及び~~周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。	ロ　逆潮流がない場合 単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。
⑷　事故波及防止対策	⑷　事故波及防止対策

旧	新
発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを設置していただく場合があります。	発電機が脱調した場合の事故波及を防止するため，脱調分離リレーを設置していただく場合があります。
57　自動負荷制限・発電抑制	**57　自動負荷制限・発電抑制**
(1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。また，系統事故等により他の送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。	(1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。
ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することから，本要件は適用いたしません。	ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することから，本要件は適用いたしません。
58　線路無電圧確認装置の設置	**58　線路無電圧確認装置の設置**
発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置する必要があります。ただし，逆潮流が無い場合で，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。	発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置する必要があります。ただし，逆潮流がない場合で，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。

旧	新
59　発電機運転制御装置の付加 ⑵　周波数調整のための機能 火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，次の周波数調整機能を具備していただきます。 なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。 イ　ガバナフリー運転機能 タービンの調速機（以下「ガバナ」といいます。）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転する機能を具備すること。 ロ　ＬＦＣ（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からのＬＦＣ信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。 ハ　周波数変動補償機能 標準周波数±0.2ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，発電所の自動出力制御装置がガバナで調整した出力を出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。 ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。 ホ　出力低下防止機能	**59　発電機運転制御装置の付加** ⑵　周波数調整のための機能 火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，次の周波数調整機能を具備していただきます。 なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。 イ　ガバナフリー運転機能 タービンの調速機（以下「ガバナ」といいます。）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転する機能を具備すること。 ロ　ＬＦＣ（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からのＬＦＣ信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。 ハ　周波数変動補償機能 標準周波数±0.2ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，発電所の自動出力制御装置がガバナで調整した出力を出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。 ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。 ホ　出力低下防止機能

旧	新
100メガワット以上の火力発電設備は，周波数58.8ヘルツまでは発電機出力が低下せず，周波数58.8ヘルツ以下については，1.2ヘルツ低下するごとに5パーセント以内の出力低下に抑える機能，または，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議させていただきます。	100メガワット以上の火力発電設備は，周波数58.8ヘルツまでは発電機出力が低下せず，周波数58.8ヘルツ以下については，1.2ヘルツ低下するごとに5パーセント以内の出力低下に抑える機能，または，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議させていただきます。

旧

		発電機定格出力	100メガワット以上	
			ガスタービン発電設備(GT)およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備(GTCC)	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等		GF調定率	5パーセント以下	5パーセント以下
		GF幅※1	5パーセント以上（定格出力基準）	3パーセント以上（定格出力基準）
		GF制御応答性	2秒以内に出力変化開始，10秒以内にGF幅の出力変化完了※7	
		LFC幅	±5パーセント以上（定格出力基準）	±5パーセント以上（定格出力基準）
		LFC変化速度※2	5パーセント/分以上（定格出力基準）	1パーセント/分以上（定格出力基準）
		LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
		EDC変化速度※2	5パーセント/分以上（定格出力基準）	1パーセント/分以上（定格出力基準）
		EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
		EDC+LFC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）	1パーセント/分以上（定格出力基準）
		最低出力※3※4（定格出力基準）	50パーセント以下 DSS機能具備※5	30パーセント以下

※1　ＧＴおよびＧＴＣＣについては，負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５パーセント以上，その他の発電機については，定格出力の３パーセント以上を確保すること。ただし，定格出力付近等の要件を満たせない出力帯については，別途協議させていただきます。
※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には，別途協議させていただきます。
※3　気化ガス（ＢＯＧ）処理等により最低出力を満たせない場合には，別途協議させていただきます。
※4　ＥＤＣ・ＬＦＣ指令により制御可能な最低出力といたします。
※5　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は，発電機解列から並列まで８時間以内で可能なこと。

新

		発電機定格出力	100メガワット以上	
			ガスタービン発電設備(GT)およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備(GTCC)	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等		GF調定率	5パーセント以下	5パーセント以下
		GF幅※1	5パーセント以上（定格出力基準）	3パーセント以上（定格出力基準）
		GF制御応答性	2秒以内に出力変化開始，10秒以内にGF幅の出力変化完了※7	
		LFC幅	±5パーセント以上（定格出力基準）	±5パーセント以上（定格出力基準）
		LFC変化速度※2	5パーセント/分以上（定格出力基準）	1パーセント/分以上（定格出力基準）
		LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
		EDC変化速度※2	5パーセント/分以上（定格出力基準）	1パーセント/分以上（定格出力基準）
		EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
		EDC+LFC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）	1パーセント/分以上（定格出力基準）
		最低出力※3※4（定格出力基準）	50パーセント以下 DSS機能具備※5	30パーセント以下

※1　ＧＴおよびＧＴＣＣについては，負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５パーセント以上，その他の発電機については，定格出力の３パーセント以上を確保すること。ただし，定格出力付近等の要件を満たせない出力帯については，別途協議させていただきます。
※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には，別途協議させていただきます。
※3　気化ガス（ＢＯＧ）処理等により最低出力を満たせない場合には，別途協議させていただきます。
※4　ＥＤＣ・ＬＦＣ指令により制御可能な最低出力といたします。
※5　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は，発電機解列から並列まで８時間以内で可能なこと。

旧	新
※６　地域資源バイオマス発電設備を除きます。 ※７記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。 また，周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ指令値，ＬＦＣ増/―減指令）を受信する機能および，必要な送信信号（現在出力，可能最大出力〔ＧＴおよびＧＴＣＣのみといたします。〕，ＥＤＣ・ＬＦＣ使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。	※６　地域資源バイオマス発電設備を除きます。 ※７記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。 また，周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ指令値，ＬＦＣ増/減指令）を受信する機能および，必要な送信信号（現在出力，可能最大出力〔ＧＴおよびＧＴＣＣのみといたします。〕，ＥＤＣ・ＬＦＣ使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。
62　電 圧 変 動	62　電 圧 変 動
⑵　瞬時電圧変動対策	⑵　瞬時電圧変動対策
発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。	発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。
イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。	イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。
ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。	ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。
ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から２パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をしていただきます。	ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から２パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をしていただきます。

旧	新
ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。	ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。
ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により，系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いることといたします。	ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により，系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いることといたします。
ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により，他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがある~~とき~~または電圧フリッカにより適正値（受電地点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕を0.45ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下〕に維持するものといたします。）を逸脱するおそれがある~~とき~~には，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 (ｲ)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある~~とき~~には，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 (ﾛ)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある~~とき~~には，ＳＶＣ等を設置すること。	ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により，他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがある場合または電圧フリッカにより適正値（受電地点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕を0.45ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下〕に維持するものといたします。）を逸脱するおそれがある場合には，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 (ｲ)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある場合には，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 (ﾛ)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある場合には，ＳＶＣ等を設置すること。
(3)　その他	(3)　その他

旧	新
イ　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，~~他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害~~するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。	イ　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。
ロ　33,000ボルト以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合は，38（電圧変動）に準じます。	ロ　33,000ボルト以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合は，38（電圧変動）に準じます。
69　サイバーセキュリティ対策	**69　サイバーセキュリティ対策**
事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。	事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 また，自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。
上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために，次のとおり適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。	なお，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために，次のとおり適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

旧	新
## Ⅵ　負荷設備の高圧配電線との連系要件	## Ⅵ　負荷設備の高圧配電線との連系要件
73　~~高　調　波~~	73　電 力 品 質
	(1)　高調波抑制対策
需要者は，高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合で，~~(1)~~の条件に該当し，かつ，~~(2)~~の高調波流出電流が~~(3)~~の高調波流出電流の上限値を超えるときは，高調波電流を抑制するために必要となる対策を実施していただきます。	需要者は，高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合で，イの条件に該当し，かつ，ロの高調波流出電流がハの高調波流出電流の上限値を超えるときは，高調波電流を抑制するために必要となる対策を実施していただきます。
~~(1)~~　等価容量の合計値が50キロボルトアンペアを超える場合	イ　等価容量の合計値が50キロボルトアンペアを超える場合
~~(2)~~　系統に流出する高調波流出電流は，次の式により算出いたします。ただし，需要場所の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮し算出することができるものといたします。	ロ　系統に流出する高調波流出電流は，次の式により算出いたします。ただし，需要場所の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮し算出することができるものといたします。
高調波流出電流 ＝ 高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流の合計値 × 高調波発生機器の最大の稼働率	高調波流出電流 ＝ 高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流の合計値 × 高調波発生機器の最大の稼働率
なお，高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計して得た値とし，また，その対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。	なお，高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計して得た値とし，また，その対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。
~~(3)~~　系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，次の式により算出いたします。	ハ　系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，次の式により算出いたします。
高調波流出電流の上限値 ＝ 受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値 × 当該需要場所の受給電力	高調波流出電流の上限値 ＝ 受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値 × 当該需要場所の受給電力

旧	新
なお，受給電力とは，原則として需要場所における接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力といたします。	なお，受給電力とは，原則として需要場所における接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力といたします。
受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値 （単位：ミリアンペア/キロワット）	**受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値** （単位：ミリアンペア/キロワット）
公称電圧 / 5次 / 7次 / 11次 / 13次 / 17次 / 19次 / 23次 / 23次超過 6.6キロボルト / 3.50 / 2.50 / 1.60 / 1.30 / 1.00 / 0.90 / 0.76 / 0.70	公称電圧 / 5次 / 7次 / 11次 / 13次 / 17次 / 19次 / 23次 / 23次超過 6.6キロボルト / 3.50 / 2.50 / 1.60 / 1.30 / 1.00 / 0.90 / 0.76 / 0.70
	⑵　電圧フリッカ対策 需要者は，電圧フリッカ発生機器を用いた電気設備を使用する場合，10ヘルツの変動に等価換算した電圧変動ΔＶ10が基準値以内（１時間連続して測定した１分間データのΔＶ10値の内，４番目最大値が0.45ボルト以下）となるよう必要な対策を実施していただきます。
	⑶　電圧変動対策 受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。 なお，上記理由に関わらず，他者の電気の使用に影響を及ぼす，または影響を及ぼすおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。
	79　サイバーセキュリティ対策

旧	新
	自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

旧	新
Ⅶ　負荷設備の特別高圧電線路との連系要件	Ⅶ　負荷設備の特別高圧電線路との連系要件
~~79~~　力　　率	80　力　　率
~~80　高　調　波~~	81　電 力 品 質

旧	新
需要者は，高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合で，~~(1)~~または~~(2)~~の条件に該当し，かつ，~~(3)~~の高調波流出電流が~~(4)~~の高調波流出電流の上限値を超えるときは，高調波電流を抑制するために必要となる対策を実施していただきます。	(1)　高調波抑制対策 需要者は，高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合で，イまたはロの条件に該当し，かつ，ハの高調波流出電流がニの高調波流出電流の上限値を超えるときは，高調波電流を抑制するために必要となる対策を実施していただきます。
~~(1)~~　22,000ボルトまたは33,000ボルトの系統に連系する場合で，等価容量の合計値が300キロボルトアンペアを超えるとき。	イ　22,000ボルトまたは33,000ボルトの系統に連系する場合で，等価容量の合計値が300キロボルトアンペアを超えるとき。
~~(2)~~　77,000ボルト以上の系統に連系する場合で，等価容量の合計値が2,000キロボルトアンペアを超えるとき。	ロ　77,000ボルト以上の系統に連系する場合で，等価容量の合計値が2,000キロボルトアンペアを超えるとき。
~~(3)~~　系統に流出する高調波流出電流は，次の式により算出いたします。ただし，需要場所の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮し算出することができるものといたします。 高調波流出電流 ＝ 高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流の合計値 × 高調波発生機器の最大の稼働率 なお，高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計して得た値とし，また，その対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。	ハ　系統に流出する高調波流出電流は，次の式により算出いたします。ただし，需要場所の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮し算出することができるものといたします。 高調波流出電流 ＝ 高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流の合計値 × 高調波発生機器の最大の稼働率 なお，高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計して得た値とし，また，その対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。
~~(4)~~　系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，次の式により算出いたします。	ニ　系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，次の式により算出いたします。

旧	新

高調波流出電流の上限値 ＝ 受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値 × 当該需要場所の受給電力

なお，受給電力とは，原則として需要場所における接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力といたします。

受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：ミリアンペア/キロワット）

公称電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22キロボルト	1.80	1.30	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33キロボルト	1.20	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
77キロボルト	0.50	0.36	0.23	0.19	0.15	0.13	0.11	0.10
154キロボルト	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275キロボルト	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

~~81　電圧フリッカ~~

需要者は，電圧フリッカ発生機器を用いた電気設備を使用する場合，10ヘルツの変動に等価換算した電圧変動ΔＶ10が基準値以内（１時間連続して測定した１分間データのΔＶ10値の内，４番目最大値が0.45ボルト以下）となるよう必要な対策を実施していただきます。

高調波流出電流の上限値 ＝ 受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値 × 当該需要場所の受給電力

なお，受給電力とは，原則として需要場所における接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力といたします。

受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：ミリアンペア/キロワット）

公称電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22キロボルト	1.80	1.30	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33キロボルト	1.20	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
77キロボルト	0.50	0.36	0.23	0.19	0.15	0.13	0.11	0.10
154キロボルト	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275キロボルト	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

(2)　電圧フリッカ対策

需要者は，電圧フリッカ発生機器を用いた電気設備を使用する場合，10ヘルツの変動に等価換算した電圧変動ΔＶ10が基準値以内（１時間連続して測定した１分間データのΔＶ10値の内，４番目最大値が0.45ボルト以下）となるよう必要な対策を実施していただきます。

旧	新
	(3)　電圧変動対策 受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。 なお，上記理由に関わらず，他者の電気の使用に影響を及ぼす，または影響を及ぼすおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。 **88　サイバーセキュリティ対策** 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

３　電気事業法施行規則第 17 条の４第１項の
規定により提出した書類の写し

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

関送企発 10 号
2023 年 9 月 29 日

経済産業大臣　　西村 康稔　殿

大阪市北区中之島３丁目６番１６号
関西電力送配電株式会社
代表取締役社長　　白銀 隆之

次のとおり収入の見通しの変更の承認を受けたいので、電気事業法第 17 条の 2 第 4 項の規定により申請します。

変　更　の　内　容	別紙のとおりであります。
変　更　年　月　日	2024 年 4 月 1 日

別　紙

電気事業法施行規則第 17 条の４の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

第 62 回総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会（2023 年５月 30 日開催）において容量市場での供給力調達の在り方を見直すことに伴い容量拠出金の負担見直しに係る託送負担のあり方が議論されたことや，2022 年度の最終保障供給取引損益やインバランス収支（追加供給力公募費用を含む）について、第１規制期間における収入の見通しの承認時点では実績が確定していなかったことにより収入の見通しに織り込むことができなかった費用について実績が確定したことに加えて，直近で承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの算定時における制御不能費用の想定値と規制期間における実績値に乖離が生じると見込まれることなどを踏まえ，託送供給等に係る収入の見通しを変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第 17 条の２第４項の規定にもとづき，ここに託送供給等に係る収入の見通しの変更を申請する次第であります。

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
	役員給与	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	500,000	100,000	
	給料手当	71,902,000	70,515,000	69,053,000	67,678,000	66,312,000	345,460,000	69,092,000	
	給料手当振替額（貸方）	▲ 2,327,000	▲ 2,281,000	▲ 2,234,000	▲ 2,190,000	▲ 2,145,000	▲ 11,177,000	▲ 2,235,400	▲表示で記載
	退職給与金 ※1	7,990,000	7,836,000	7,673,000	7,520,000	7,367,000	38,386,000	7,677,200	
	厚生費	14,475,000	14,215,000	13,940,000	13,682,000	13,425,000	69,737,000	13,947,400	
	委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	
	委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	
	雑給	2,085,000	2,130,000	2,308,000	2,460,000	2,577,000	11,560,000	2,312,000	
	（人件費計）	(94,225,000)	(92,515,000)	(90,840,000)	(89,250,000)	(87,636,000)	454,466,000	(90,893,200)	
	修繕費 ※2	4,961,000	5,275,000	5,195,000	4,936,000	4,813,000	25,180,000	5,036,000	
	研究費	1,847,000	1,890,000	1,802,000	1,748,000	1,681,000	8,968,000	1,793,600	
	消耗品費	1,868,000	1,816,000	1,797,000	1,792,000	1,780,000	9,053,000	1,810,600	
	損害保険料	89,000	88,000	88,000	87,000	87,000	439,000	87,800	
	養成費	559,000	556,000	554,000	551,000	548,000	2,768,000	553,600	
	建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 98,000	▲ 97,000	▲ 97,000	▲ 96,000	▲ 96,000	▲ 484,000	▲ 96,800	▲表示で記載
	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 170,000	▲ 169,000	▲ 168,000	▲ 168,000	▲ 167,000	▲ 842,000	▲ 168,400	▲表示で記載
	委託費 ※3	49,291,000	49,235,000	49,320,000	49,050,000	48,804,000	245,700,000	49,140,000	
	普及開発関係費	240,000	242,000	237,000	239,000	235,000	1,193,000	238,600	
	諸費 ※4	18,723,000	18,984,000	19,552,000	19,436,000	19,839,000	96,534,000	19,306,800	
	電気事業雑収益 ※5	▲ 676,000	▲ 660,000	▲ 646,000	▲ 643,000	▲ 639,000	▲ 3,264,000	▲ 652,800	▲表示で記載
第１区分費用計		170,859,000	169,675,000	168,474,000	166,182,000	164,521,000	839,711,000	167,942,200	
	修繕費 ※6	68,082,000	66,028,000	68,720,000	70,478,000	65,589,000	338,897,000	67,779,400	
	委託費 ※7	90,000	270,000	153,000	60,000	59,000	632,000	126,400	
	諸費 ※8	0	0	0	0	0	0	0	
	減価償却費 ※9	3,716,000	10,494,000	17,613,000	23,612,000	29,631,000	85,066,000	17,013,200	
	固定資産税 ※10	0	1,872,000	3,545,000	5,052,000	6,343,000	16,812,000	3,362,400	
第２区分費用計		71,888,000	78,664,000	90,031,000	99,202,000	101,622,000	441,407,000	88,281,400	
次世代投資費用		9,989,000	13,330,000	17,018,000	25,437,000	27,275,000	93,049,000	18,609,800	
	修繕費 ※11	39,246,000	41,548,000	37,589,000	34,894,000	31,578,000	184,855,000	36,971,000	
	委託費 ※12	10,786,000	10,941,000	10,932,000	10,929,000	10,923,000	54,511,000	10,902,200	
	固定資産除却費	26,289,000	28,612,000	28,377,000	27,972,000	26,656,000	137,906,000	27,581,200	
	賃借料 ※13	13,561,000	13,593,000	13,718,000	13,527,000	13,448,000	67,847,000	13,569,400	
	託送料 ※14	9,179,000	9,199,000	9,265,000	8,752,000	8,428,000	44,823,000	8,964,600	
	共有設備費等分担額	35,000	35,000	35,000	35,000	35,000	175,000	35,000	
	共有設備費等分担額（貸方）	▲ 213,000	▲ 213,000	▲ 213,000	▲ 213,000	▲ 213,000	▲ 1,065,000	▲ 213,000	▲表示で記載
	他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	
	地帯間購入送電費	175,000	175,000	175,000	175,000	175,000	875,000	175,000	
	一般送配電事業等に係る電力料 ※15	600,000	597,000	594,000	591,000	587,000	2,969,000	593,800	
	需給調整市場手数料 ※16	100,000	374,000	374,000	374,000	374,000	1,596,000	319,200	
	電力費振替勘定（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	開発費	0	0	0	0	0	0	0	
	株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	
	社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	
	開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	
	株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	
	社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	
	廃炉等負担金	0	0	0	0	0	0	0	
	離島等供給に係る費用 ※17	0	0	0	0	0	0	0	
	離島等供給に係る収益 ※18	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
第３区分費用計		99,758,000	104,861,000	100,846,000	97,036,000	91,991,000	494,492,000	98,898,400	
	地帯間販売送電料	▲ 20,000	▲ 20,000	▲ 20,000	▲ 20,000	▲ 20,000	▲ 100,000	▲ 20,000	▲表示で記載
	地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	託送収益 ※19	▲ 4,223,000	▲ 4,223,000	▲ 4,223,000	▲ 4,223,000	▲ 4,223,000	▲ 21,115,000	▲ 4,223,000	▲表示で記載
	事業者間精算収益	▲ 2,524,000	▲ 2,524,000	▲ 2,524,000	▲ 2,524,000	▲ 2,524,000	▲ 12,620,000	▲ 2,524,000	▲表示で記載
	電気事業雑収益 ※20	▲ 24,076,000	▲ 24,259,000	▲ 24,066,000	▲ 24,271,000	▲ 24,482,000	▲ 121,154,000	▲ 24,230,800	▲表示で記載
	預金利息	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
控除収益計		▲ 30,843,000	▲ 31,026,000	▲ 30,833,000	▲ 31,038,000	▲ 31,249,000	▲ 154,989,000	▲ 30,997,800	
	減価償却費 ※21	101,772,000	96,444,000	92,145,000	80,745,000	75,021,000	446,127,000	89,225,400	
	退職給与金 ※22	1,096,000	185,000	0	0	0	1,281,000	256,200	
	ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	2,267,000	2,093,000	1,258,000	277,000	0	5,895,000	1,179,000	
	賃借料 ※23	25,379,000	24,419,000	23,458,000	22,498,000	21,774,000	117,528,000	23,505,600	
	諸費 ※24	2,682,000	2,689,000	2,690,000	2,689,000	2,688,000	13,438,000	2,687,600	
	貸倒損	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	250,000	50,000	貸方の場合は▲表示で記載
	振替損失調整額	7,443,000	7,443,000	7,443,000	7,443,000	7,443,000	37,215,000	7,443,000	
	インバランス収支過不足額 ※25	10,783,000	10,783,000	10,782,000	10,782,000	10,782,000	53,912,000	10,782,400	貸方の場合は▲表示で記載

	電源開発促進税	51,105,000	50,814,000	50,699,000	50,497,000	50,480,000	253,595,000	50,719,000	
	事業税	8,426,000	8,797,000	8,619,000	8,725,000	8,593,000	43,160,000	8,632,000	
	雑税	1,052,000	1,052,000	1,052,000	1,052,000	1,052,000	5,260,000	1,052,000	
	法人税等	10,098,000	10,098,000	10,098,000	10,098,000	10,098,000	50,490,000	10,098,000	
	賠償負担金相当金	15,641,000	15,641,000	15,641,000	15,641,000	15,641,000	78,205,000	15,641,000	
	廃炉円滑化負担金相当金	13,200,000	13,200,000	13,200,000	13,200,000	13,200,000	66,000,000	13,200,000	
	固定資産税 ※26	30,215,000	28,653,000	27,199,000	25,836,000	24,556,000	136,459,000	27,291,800	
	調整力の確保に要する費用 ※27	2,089,000	24,260,000	17,317,000	20,067,000	22,514,000	86,247,000	17,249,400	貸方の場合は▲表示で記載
	再給電に要する費用 ※28	0	0	0	0	0	0	0	
制	御不能費用計	283,298,000	296,621,000	281,651,000	269,600,000	263,892,000	1,395,062,000	279,012,400	
	託送料 ※29	3,125,000	3,125,000	3,242,000	3,302,000	3,267,000	16,061,000	3,212,200	
	補償費	1,707,000	1,707,000	1,707,000	1,707,000	1,707,000	8,535,000	1,707,000	
	事業者間精算費	8,121,000	8,121,000	8,121,000	8,121,000	8,121,000	40,605,000	8,121,000	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	631,000	631,000	631,000	631,000	631,000	3,155,000	631,000	
	調整力の確保に要する費用 ※31	61,789,000	46,519,000	63,177,000	47,147,000	46,519,000	265,151,000	53,030,200	
	発電抑制に要する費用 ※32	4,000	5,000	6,000	6,000	6,000	27,000	5,400	
事	後検証費用	75,377,000	60,108,000	76,884,000	60,914,000	60,251,000	333,534,000	66,706,800	
事	業報酬	33,549,000	33,906,000	34,179,000	34,326,000	34,299,000	170,259,000	34,051,800	
追	加事業報酬	120,000	111,000	102,000	95,000	87,000	515,000	103,000	
収	入の見通し計	713,995,000	726,250,000	738,352,000	721,754,000	712,689,000	3,613,040,000	722,608,000	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。
※6：取替修繕費及び修繕費であって配電設備及び業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※7：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※8：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※9：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※10：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する税額に限る。
※11：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※12：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※13：第６条に規定するものを除く。
※14：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※15：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※16：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※17：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※18：送配電等業務に係る収益を除く。
※19：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。
※20：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。
※21：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※22：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。
※23：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
※24：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。
※25：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等収引利益又はインバランス等収引損失をいう。
※26：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。
※27：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。
※28：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。
※29：連系線の増強等に係る費用に限る。
※30：災害等扶助交付金を含む。
※31：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等（再生可能エネルギー電気特措法第２条第５項に規定する認定発電設備（同条第３項第１号に掲げる太陽光及び同項第２号に掲げる風力を電気に変換するものに限る。）から供出される電力量について、翌日市場（一般社団法人日本卸電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行うための卸電力取引市場をいう。）の売買取引が行われる日の午前六時における一般送配電事業者による予測値と当該売買取引に係る電力の受渡しを行う一時間前における当該一般送配電事業者による予測値との差を調整するための調整電源等を除く。）を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。
※32：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

様式第２（第３条から第１１条まで関係）

第１表

第１区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
役員給与	293,925	374,181	370,071	131,478	169,530	1,339,185	267,837	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	500,000	100,000	
給料手当	73,326,983	81,079,568	80,993,573	74,085,174	73,531,751	383,017,049	76,603,410	71,902,000	70,515,000	69,053,000	67,678,000	66,312,000	345,460,000	69,092,000	
給料手当振替額（貸方）	▲ 2,406,779	▲ 2,615,990	▲ 2,508,964	▲ 2,475,445	▲ 2,379,697	▲ 12,386,875	▲ 2,477,375	▲ 2,327,000	▲ 2,281,000	▲ 2,234,000	▲ 2,190,000	▲ 2,145,000	▲ 11,177,000	▲ 2,235,400	▲表示で記載
退職給与金 ※1	9,180,624	9,399,569	9,625,952	8,404,395	8,156,198	44,766,738	8,953,348	7,990,000	7,836,000	7,673,000	7,520,000	7,367,000	38,386,000	7,677,200	
厚生費	14,536,586	15,950,376	16,595,195	14,993,275	14,778,721	76,854,153	15,370,831	14,475,000	14,215,000	13,940,000	13,682,000	13,425,000	69,737,000	13,947,400	
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
委託集金費	389	544	0	0	0	933	187	0	0	0	0	0	0	0	
雑給	1,479,626	1,744,873	2,063,876	2,181,962	2,197,174	9,667,511	1,933,502	2,085,000	2,130,000	2,308,000	2,460,000	2,577,000	11,560,000	2,312,000	
修繕費 ※2	7,469,976	7,122,498	6,277,676	6,379,282	5,716,718	32,966,150	6,593,230	4,961,000	5,275,000	5,195,000	4,936,000	4,813,000	25,180,000	5,036,000	
研究費	1,887,558	1,586,239	2,063,064	2,491,062	2,269,268	10,297,191	2,059,438	1,847,000	1,890,000	1,802,000	1,748,000	1,681,000	8,968,000	1,793,600	
消耗品費	1,930,578	2,520,985	3,575,645	2,576,707	2,644,834	13,248,749	2,649,750	1,868,000	1,816,000	1,797,000	1,792,000	1,780,000	9,053,000	1,810,600	
損害保険料	33,925	33,261	36,879	972	5,899	110,936	22,187	89,000	88,000	88,000	87,000	87,000	439,000	87,800	
養成費	503,890	474,119	568,138	643,484	627,399	2,817,030	563,406	559,000	556,000	554,000	551,000	548,000	2,768,000	553,600	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 322,229	▲ 449,272	▲ 516,337	▲ 71,865	▲ 123,651	▲ 1,483,354	▲ 296,671	▲ 98,000	▲ 97,000	▲ 97,000	▲ 96,000	▲ 96,000	▲ 484,000	▲ 96,800	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 425,623	▲ 492,083	▲ 430,694	▲ 9,992	▲ 331,423	▲ 1,689,815	▲ 337,963	▲ 170,000	▲ 169,000	▲ 168,000	▲ 168,000	▲ 167,000	▲ 842,000	▲ 168,400	▲表示で記載
委託費 ※3	33,557,226	33,696,240	41,960,377	48,872,867	52,506,197	210,592,907	42,118,581	49,291,000	49,235,000	49,320,000	49,050,000	48,804,000	245,700,000	49,140,000	
普及開発関係費	84,067	82,718	79,826	215,082	342,791	804,484	160,897	240,000	242,000	237,000	239,000	235,000	1,193,000	238,600	
諸費 ※4	9,578,913	10,141,020	21,582,546	19,147,429	18,963,249	79,413,157	15,882,631	18,723,000	18,984,000	19,552,000	19,436,000	19,839,000	96,534,000	19,306,800	
電気事業雑収益 ※5	0	0	0	▲ 3,143,519	▲ 2,849,006	▲ 5,992,525	▲ 1,198,505	▲ 676,000	▲ 660,000	▲ 646,000	▲ 643,000	▲ 639,000	▲ 3,264,000	▲ 652,800	▲表示で記載
第１区分費用計	150,709,635	160,648,846	182,336,823	174,422,348	176,225,952	844,343,604	168,868,721	170,859,000	169,675,000	168,474,000	166,182,000	164,521,000	839,711,000	167,942,200	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。

※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。

※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。

※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。

※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。

≪項目別明細表≫

（１）第３条第３項関係

［役員給与］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内取締役報酬		293,925	374,181	370,071	96,105	130,781	1,265,063	253,013	61,000	61,000	61,000	61,000	61,000	305,000	61,000	
社外取締役報酬		－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
社内監査役報酬		0	0	0	35,373	38,749	74,122	14,824	39,000	39,000	39,000	39,000	39,000	195,000	39,000	
社外監査役報酬		－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
合計		293,925	374,181	370,071	131,478	169,530	1,339,185	267,837	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	500,000	100,000	
社内取締役	役員数（人）	12	11	10	4	3	40	8	3	3	3	3	3	15	3	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	24,493	34,016	37,007	24,026	43,593	163,135	32,627	20,333	20,333	20,333	20,333	20,333	101,665	20,333	
社外取締役	役員数（人）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
社内監査役	役員数（人）	0	0	0	3	2	5	1	2	2	2	2	2	10	2	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	11,791	19,374	31,165	6,233	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500	97,500	19,500	
社外監査役	役員数（人）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	

［給料手当］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
基準賃金	52,941,901	56,226,804	56,889,135	50,143,024	49,441,627	265,642,491	53,128,498	48,637,000	47,976,000	47,264,000	46,609,000	45,959,000	236,445,000	47,289,000	
基準外賃金	8,154,721	9,119,845	8,676,360	7,656,492	8,014,026	41,621,444	8,324,289	8,013,000	7,903,000	7,786,000	7,677,000	7,570,000	38,949,000	7,789,800	
諸給与金	16,482,841	20,273,792	20,487,907	20,043,819	20,381,628	97,669,987	19,533,997	20,050,000	19,787,000	19,504,000	19,244,000	18,985,000	97,570,000	19,514,000	
控除口（貸方）	▲ 4,252,480	▲ 4,540,873	▲ 5,059,829	▲ 3,758,161	▲ 4,305,530	▲ 21,916,873	▲ 4,383,375	▲ 4,306,000	▲ 4,306,000	▲ 4,306,000	▲ 4,306,000	▲ 4,306,000	▲ 21,530,000	▲ 4,306,000	
附帯事業振替額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
その他査定影響	0	0	0	0	0	0	0	▲ 492,000	▲ 845,000	▲ 1,195,000	▲ 1,546,000	▲ 1,896,000	▲ 5,974,000	▲ 1,194,800	
合計	73,326,983	81,079,568	80,993,573	74,085,174	73,531,751	383,017,049	76,603,410	71,902,000	70,515,000	69,053,000	67,678,000	66,312,000	345,460,000	69,092,000	
平均経費人員（人）	9,860	10,029	10,267	8,998	8,876	48,030	9,606	8,746	8,628	8,501	8,384	8,268	42,527	8,505	
平均基準賃金（千円/月）	447	467	462	464	464	2,304	461	463	463	463	463	463	2,315	463	

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
引当金増加額	395,671	▲ 877,277	▲ 1,650,554	▲ 919,580	▲ 1,412,471	▲ 4,464,211	▲ 892,842	▲ 1,398,000	▲ 1,377,000	▲ 1,356,000	▲ 1,335,000	▲ 1,315,000	▲ 6,781,000	▲ 1,356,200	
実払額	4,018,117	5,089,015	5,578,161	4,542,680	4,536,251	23,764,224	4,752,845	4,466,000	4,406,000	4,343,000	4,284,000	4,225,000	21,724,000	4,344,800	
年金保険料	4,766,836	5,187,831	5,698,345	4,781,295	5,032,418	25,466,725	5,093,345	4,977,000	4,901,000	4,819,000	4,743,000	4,668,000	24,108,000	4,821,600	
その他査定影響	0	0	0	0	0	0	0	▲ 55,000	▲ 94,000	▲ 133,000	▲ 172,000	▲ 211,000	▲ 665,000	▲ 133,000	
合計	9,180,624	9,399,569	9,625,952	8,404,395	8,156,198	44,766,738	8,953,348	7,990,000	7,836,000	7,673,000	7,520,000	7,367,000	38,386,000	7,677,200	

［厚生費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法定厚生費	健康保険料	4,353,580	4,806,432	5,123,900	4,597,388	4,548,828	23,430,128	4,686,026	4,489,000	4,425,000	4,360,000	4,301,000	4,239,000	21,814,000	4,362,800	
	介護保険料	411,993	462,259	495,939	522,189	533,984	2,426,364	485,273	526,000	520,000	511,000	504,000	497,000	2,558,000	511,600	
	労災保険料	156,402	181,753	188,616	161,353	180,242	868,366	173,673	178,000	175,000	173,000	170,000	167,000	863,000	172,600	
	雇用保険料	441,238	483,659	495,766	460,814	459,243	2,340,720	468,144	454,000	448,000	440,000	435,000	429,000	2,206,000	441,200	
	厚生年金保険料	6,360,019	6,988,067	7,423,906	6,837,425	6,803,165	34,412,582	6,882,516	6,717,000	6,628,000	6,531,000	6,439,000	6,351,000	32,666,000	6,533,200	
	労災補償費	71	38	84	151	48	392	78	0	0	0	0	0	0	0	
	健康診断費	100,694	106,522	127,727	176,821	136,620	648,384	129,677	114,000	112,000	111,000	110,000	108,000	555,000	111,000	
	子ども・子育て拠出金	160,425	221,713	276,048	269,036	267,685	1,194,907	238,981	264,000	261,000	257,000	253,000	251,000	1,286,000	257,200	
	その他査定影響	0	0	0	0	0	0	0	▲ 84,000	▲ 144,000	▲ 204,000	▲ 263,000	▲ 322,000	▲ 1,017,000	▲ 203,400	
	その他	134,112	190,817	▲ 7,564	▲ 447,662	▲ 433,447	▲ 563,744	▲ 112,749	▲ 433,000	▲ 433,000	▲ 433,000	▲ 433,000	▲ 433,000	▲ 2,165,000	▲ 433,000	
	計	12,118,534	13,441,260	14,124,422	12,577,515	12,496,368	64,758,099	12,951,620	12,225,000	11,992,000	11,746,000	11,516,000	11,287,000	58,766,000	11,753,200	
一般厚生費	安全管理費	53,860	49,153	64,784	13,081	12,012	192,890	38,578	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	60,000	12,000	
	衛生管理費	210,984	211,235	237,222	256,327	234,560	1,150,328	230,066	233,000	230,000	231,000	228,000	227,000	1,149,000	229,800	
	福利事業費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	厚生施設運営費	878,277	884,974	915,667	22,148	13,954	2,715,020	543,004	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	65,000	13,000	
	文化体育費	16,172	15,117	16,252	0	0	47,541	9,508	0	0	0	0	0	0	0	
	慶弔費	64,436	120,732	69,698	47,446	44,249	346,561	69,312	44,000	43,000	43,000	43,000	43,000	216,000	43,200	
	その他査定影響	0	0	0	0	0	0	0	▲ 16,000	▲ 27,000	▲ 38,000	▲ 49,000	▲ 61,000	▲ 191,000	▲ 38,200	
	その他	1,194,323	1,227,905	1,167,150	2,076,758	1,977,578	7,643,714	1,528,743	1,964,000	1,952,000	1,933,000	1,919,000	1,904,000	9,672,000	1,934,400	
	計	2,418,052	2,509,116	2,470,773	2,415,760	2,282,353	12,096,054	2,419,211	2,250,000	2,223,000	2,194,000	2,166,000	2,138,000	10,971,000	2,194,200	
合計		14,536,586	15,950,376	16,595,195	14,993,275	14,778,721	76,854,153	15,370,831	14,475,000	14,215,000	13,940,000	13,682,000	13,425,000	69,737,000	13,947,400	

［雑給］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
嘱託給	シニア・スタッフ	1,121,336	1,347,392	1,595,302	1,901,799	1,935,584	7,901,413	1,580,283	1,847,000	1,887,000	2,057,000	2,213,000	2,342,000	10,346,000	2,069,200	
	その他	175,178	180,021	197,707	149,788	131,758	834,452	166,890	127,000	121,000	121,000	121,000	121,000	611,000	122,200	
	計	1,296,514	1,527,413	1,793,009	2,051,587	2,067,342	8,735,865	1,747,173	1,974,000	2,008,000	2,178,000	2,334,000	2,463,000	10,957,000	2,191,400	
嘱託員平均人員（人）		416	485	532	539	565	2,537	507	541	551	597	639	674	3,002	600	
臨時用給		11,788	8,718	9,732	1,341	0	31,579	6,316	0	0	0	0	0	0	0	
その他査定影響		0	0	0	0	0	0	0	▲ 17,000	▲ 28,000	▲ 40,000	▲ 52,000	▲ 64,000	▲ 201,000	▲ 40,200	
その他		171,324	208,742	261,135	129,034	129,832	900,067	180,013	128,000	150,000	170,000	178,000	178,000	804,000	160,800	
合計		1,479,626	1,744,873	2,063,876	2,181,962	2,197,174	9,667,511	1,933,502	2,085,000	2,130,000	2,308,000	2,460,000	2,577,000	11,560,000	2,312,000	

［研究費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内研究費	社内研究費	881,046	759,435	1,012,965	680,563	747,384	4,081,393	816,279	342,000	410,000	339,000	335,000	317,000	1,743,000	348,600	
	その他	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
	計	881,046	759,435	1,012,965	680,563	747,384	4,081,393	816,279	342,000	410,000	339,000	335,000	317,000	1,743,000	348,600	
委託研究費	HD委託研究	0	0	0	698,660	625,043	1,323,703	264,741	437,000	416,000	406,000	361,000	320,000	1,940,000	388,000	
	電中研分担金	1,006,512	826,804	1,050,099	1,111,839	896,841	4,892,095	978,419	1,068,000	1,064,000	1,057,000	1,052,000	1,044,000	5,285,000	1,057,000	
	その他	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
	計	1,006,512	826,804	1,050,099	1,810,499	1,521,884	6,215,798	1,243,160	1,505,000	1,480,000	1,463,000	1,413,000	1,364,000	7,225,000	1,445,000	
合計		1,887,558	1,586,239	2,063,064	2,491,062	2,269,268	10,297,191	2,059,438	1,847,000	1,890,000	1,802,000	1,748,000	1,681,000	8,968,000	1,793,600	

［養成費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
研修施設運営費	5,893	5,556	6,889	4,246	4,222	26,806	5,361	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	25,000	5,000	
その他	497,997	468,563	561,249	639,238	623,177	2,790,224	558,045	554,000	551,000	549,000	546,000	543,000	2,743,000	548,600	
合計	503,890	474,119	568,138	643,484	627,399	2,817,030	563,406	559,000	556,000	554,000	551,000	548,000	2,768,000	553,600	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
変電設備維持運営関連	1,017,554	917,219	903,429	958,509	1,164,300	4,961,011	992,202	1,449,000	1,403,000	1,416,000	1,501,000	1,497,000	7,266,000	1,453,200	
送電(架空)設備維持運営関連	1,889,782	1,729,254	1,446,515	1,441,240	1,575,803	8,082,594	1,616,519	1,517,000	1,519,000	1,511,000	1,503,000	1,494,000	7,544,000	1,508,800	
送電(地中)設備維持運営関連	389,927	372,137	352,456	327,160	386,456	1,828,136	365,627	305,000	307,000	303,000	302,000	300,000	1,517,000	303,400	
調査関連（変電、送電架空、送電地中）	468,904	438,002	380,121	540,870	777,816	2,605,713	521,143	607,000	415,000	416,000	414,000	412,000	2,264,000	452,800	
その他工務部門業務関連	81,720	101,323	109,321	129,147	158,654	580,165	116,033	161,000	160,000	159,000	158,000	157,000	795,000	159,000	
系統運用部門業務関連	861,629	877,913	949,623	1,008,047	1,988,870	5,686,082	1,137,216	1,771,000	1,504,000	1,609,000	1,500,000	1,470,000	7,854,000	1,570,800	
配電(外線)設備維持運営関連	319,791	327,455	457,217	586,415	707,870	2,398,748	479,750	944,000	1,084,000	1,209,000	1,253,000	1,293,000	5,783,000	1,156,600	
配電(内線)設備維持運営関連	13,679	18,151	22,333	23,116	11,025	88,304	17,661	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	45,000	9,000	
配電(地中線)設備維持運関連	89,661	121,222	167,897	147,422	195,514	721,716	144,343	146,000	145,000	144,000	144,000	143,000	722,000	144,400	
共架業務委託関連	150,896	166,131	163,495	179,699	171,453	831,674	166,335	208,000	207,000	206,000	205,000	204,000	1,030,000	206,000	
電気工作物定期調査	3,486,803	3,350,698	3,285,942	3,207,646	3,196,227	16,527,316	3,305,463	3,138,000	3,120,000	3,104,000	3,087,000	3,070,000	15,519,000	3,103,800	
その他配電部門業務関連	745,111	831,953	650,527	873,294	996,512	4,097,397	819,479	1,453,000	1,360,000	1,354,000	1,350,000	1,330,000	6,847,000	1,369,400	
委託検針集金業務運営関連	8,117,307	7,472,613	7,221,029	7,590,671	7,120,808	37,522,428	7,504,486	4,078,000	4,078,000	3,675,000	3,554,000	3,532,000	18,917,000	3,783,400	
託送約款運用業務関連	2,268,059	2,290,456	2,889,883	2,993,090	2,829,736	13,271,224	2,654,245	3,425,000	3,466,000	3,480,000	3,490,000	3,493,000	17,354,000	3,470,800	
業務機械化(情報企画)システム運用	4,848,500	5,518,420	10,017,667	16,262,347	15,106,736	51,753,670	10,350,734	17,662,000	18,315,000	18,605,000	18,542,000	18,412,000	91,536,000	18,307,200	
その他一括費目	8,807,903	9,163,293	12,942,922	10,416,195	14,082,112	55,412,425	11,082,485	10,537,000	10,219,000	10,206,000	10,135,000	10,096,000	51,193,000	10,238,600	
新規事業（スマートポール）	0	0	0	0	29,050	29,050	5,810	0	0	0	0	0	0	0	
個別項目（制度対応・次世代以外新規発生件名）	0	0	0	0	0	0	0	18,000	18,000	18,000	18,000	17,000	89,000	17,800	
業務機械化(情報企画)　通信関係委託費	0	0	0	2,187,999	2,007,255	4,195,254	839,051	1,863,000	1,906,000	1,896,000	1,885,000	1,875,000	9,425,000	1,885,000	
合計	33,557,226	33,696,240	41,960,377	48,872,867	52,506,197	210,592,907	42,118,581	49,291,000	49,235,000	49,320,000	49,050,000	48,804,000	245,700,000	49,140,000	

［普及開発関係費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
停電周知費用	84,067	82,718	79,826	215,082	342,791	804,484	160,897	213,000	212,000	210,000	209,000	208,000	1,052,000	210,400	
その他	0	0	0	0	0	0	0	27,000	30,000	27,000	30,000	27,000	141,000	28,200	
合計	84,067	82,718	79,826	215,082	342,791	804,484	160,897	240,000	242,000	237,000	239,000	235,000	1,193,000	238,600	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
通信運搬費	3,632,319	3,929,793	12,008,582	14,246,143	14,010,692	47,827,529	9,565,506	12,822,000	13,006,000	13,374,000	13,341,000	13,277,000	65,820,000	13,164,000	
旅費	1,272,844	1,417,552	1,420,149	629,963	646,800	5,387,308	1,077,462	933,000	940,000	933,000	929,000	913,000	4,648,000	929,600	
団体費	62,543	64,136	66,868	14,006	24,715	232,268	46,454	23,000	23,000	23,000	22,000	22,000	113,000	22,600	
その他	4,611,207	4,729,539	8,086,947	4,257,317	4,281,042	25,966,052	5,193,210	4,945,000	5,015,000	5,222,000	5,144,000	5,627,000	25,953,000	5,190,600	
合計	9,578,913	10,141,020	21,582,546	19,147,429	18,963,249	79,413,157	15,882,631	18,723,000	18,984,000	19,552,000	19,436,000	19,839,000	96,534,000	19,306,800	

第２表

第２区分費用明細表

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
連系線・基幹系統	減価償却費 ※1	0	0	0	0	0	0	0	1,014,000	1,796,000	2,638,000	3,214,000	3,949,000	12,611,000	2,522,200	
	固定資産税 ※2	0	0	0	0	0	0	0	0	484,000	838,000	1,075,000	1,207,000	3,604,000	720,800	
	計	0	0	0	0	0	0	0	1,014,000	2,280,000	3,476,000	4,289,000	5,156,000	16,215,000	3,243,000	
ローカル系統	減価償却費 ※3	0	0	0	0	0	0	0	1,062,000	3,525,000	5,655,000	7,982,000	10,052,000	28,276,000	5,655,200	
	固定資産税 ※4	0	0	0	0	0	0	0	0	808,000	1,578,000	2,300,000	2,959,000	7,645,000	1,529,000	
	計	0	0	0	0	0	0	0	1,062,000	4,333,000	7,233,000	10,282,000	13,011,000	35,921,000	7,184,200	
配電系統	修繕費 ※5	59,361,589	52,402,948	58,512,500	63,968,899	67,582,164	301,828,100	60,365,620	67,627,000	65,602,000	68,293,000	70,064,000	65,175,000	336,761,000	67,352,200	
	減価償却費 ※6	0	0	0	0	0	0	0	526,000	1,578,000	2,650,000	3,757,000	4,910,000	13,421,000	2,684,200	
	固定資産税 ※7	0	0	0	0	0	0	0	0	333,000	677,000	1,051,000	1,409,000	3,470,000	694,000	
	計	59,361,589	52,402,948	58,512,500	63,968,899	67,582,164	301,828,100	60,365,620	68,153,000	67,513,000	71,620,000	74,872,000	71,494,000	353,652,000	70,730,400	
その他投資	修繕費 ※8	297,398	190,803	341,823	297,491	319,080	1,446,595	289,319	455,000	426,000	427,000	414,000	414,000	2,136,000	427,200	
	委託費 ※9	6,390,325	1,007,681	924,473	188,345	401,902	8,912,726	1,782,545	90,000	270,000	153,000	60,000	59,000	632,000	126,400	
	諸費 ※10	0	0	0	0	68,472	68,472	13,694	0	0	0	0	0	0	0	
	減価償却費 ※11	0	0	0	0	0	0	0	1,114,000	3,595,000	6,670,000	8,659,000	10,720,000	30,758,000	6,151,600	
	固定資産税 ※12	0	0	0	0	0	0	0	0	247,000	452,000	626,000	768,000	2,093,000	418,600	
	計	6,687,723	1,198,484	1,266,296	485,836	789,454	10,427,793	2,085,559	1,659,000	4,538,000	7,702,000	9,759,000	11,961,000	35,619,000	7,123,800	
第２区分費用計		66,049,312	53,601,432	59,778,796	64,454,735	68,371,618	312,255,893	62,451,179	71,888,000	78,664,000	90,031,000	99,202,000	101,622,000	441,407,000	88,281,400	

（記載注意）

※1：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※2：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。

※3：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※4：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。

※5：取替修繕費であって配電設備に係るもの及び修繕費であって配電設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。

※6：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※7：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。

※8：取替修繕費であって業務設備に係るもの及び修繕費であって業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。

※9：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。

※10：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。

※11：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する減価償却費に限る。

※12：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する税額に限る。

≪項目別明細表≫

（１）第４条第３項から第５項まで関係

［設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

			2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
			（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
拡充投資	連系線・基幹系統	発電等設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		送電設備	4,372,025	3,195,498	5,280,206	6,175,738	1,221,296	20,244,763	4,048,953	7,033,000	5,941,000	3,122,000	0	0	16,096,000	3,219,200	
		変電設備	6,277,926	425,556	387,292	203,776	1,006,452	8,301,002	1,660,200	986,000	323,000	654,000	536,000	7,091,000	9,590,000	1,918,000	
		計	10,649,951	3,621,054	5,667,498	6,379,514	2,227,748	28,545,765	5,709,153	8,019,000	6,264,000	3,776,000	536,000	7,091,000	25,686,000	5,137,200	
	ローカル系統	発電等設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		送電設備	3,609,416	5,124,799	5,874,063	6,793,330	5,444,858	26,846,466	5,369,293	8,544,000	11,114,000	14,955,000	6,959,000	6,879,000	48,451,000	9,690,200	
		変電設備	3,332,696	3,260,920	3,544,665	2,332,235	625,985	13,096,501	2,619,300	2,640,000	3,503,000	2,472,000	2,617,000	3,729,000	14,961,000	2,992,200	
		計	6,942,112	8,385,719	9,418,728	9,125,565	6,070,843	39,942,967	7,988,593	11,184,000	14,617,000	17,427,000	9,576,000	10,608,000	63,412,000	12,682,400	
	配電系統		26,522,330	26,577,449	26,974,736	25,024,643	25,907,305	131,006,463	26,201,293	26,784,000	28,027,000	26,262,000	26,688,000	26,992,000	134,753,000	26,950,600	
	拡充投資計		44,114,393	38,584,222	42,060,962	40,529,722	34,205,896	199,495,195	39,899,039	45,987,000	48,908,000	47,465,000	36,800,000	44,691,000	223,851,000	44,770,200	
更新投資	連系線・基幹系統	発電等設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		送電設備	11,228,665	10,614,629	9,395,390	18,473,507	8,523,070	58,235,261	11,647,052	28,267,000	9,348,000	12,048,000	8,768,000	18,057,000	76,488,000	15,297,600	
		変電設備	11,480,980	1,860,724	3,283,825	8,981,119	2,931,939	28,538,587	5,707,717	7,484,000	9,087,000	6,653,000	5,055,000	10,154,000	38,433,000	7,686,600	
		計	22,709,645	12,475,353	12,679,215	27,454,626	11,455,009	86,773,848	17,354,770	35,751,000	18,435,000	18,701,000	13,823,000	28,211,000	114,921,000	22,984,200	
	ローカル系統	発電等設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		送電設備	20,927,142	17,957,640	25,042,313	30,576,848	26,975,401	121,479,344	24,295,869	23,209,000	22,440,000	25,561,000	26,160,000	32,022,000	129,392,000	25,878,400	
		変電設備	21,992,444	19,158,147	21,158,061	16,849,936	14,784,687	93,943,275	18,788,655	26,342,000	24,618,000	20,505,000	26,231,000	15,870,000	113,566,000	22,713,200	
		計	42,919,586	37,115,787	46,200,374	47,426,784	41,760,088	215,422,619	43,084,524	49,551,000	47,058,000	46,066,000	52,391,000	47,892,000	242,958,000	48,591,600	
	配電系統		58,397,906	55,826,723	59,181,657	59,884,052	64,725,116	298,015,454	59,603,091	63,125,000	60,353,000	64,535,000	66,444,000	62,795,000	317,252,000	63,450,400	
	更新投資計		124,027,137	105,417,863	118,061,246	134,765,462	117,940,213	600,211,921	120,042,384	148,427,000	125,846,000	129,302,000	132,658,000	138,898,000	675,131,000	135,026,200	
合計			168,141,530	144,002,085	160,122,208	175,295,184	152,146,109	799,707,116	159,941,423	194,414,000	174,754,000	176,767,000	169,458,000	183,589,000	898,982,000	179,796,400	
修繕費振替額（配電）			▲ 52,741,835	▲ 45,395,724	▲ 50,672,199	▲ 54,691,349	▲ 57,192,579	▲ 260,693,686	▲ 52,138,737	▲ 56,387,000	▲ 54,309,000	▲ 56,244,000	▲ 57,778,000	▲ 53,649,000	▲ 278,367,000	▲ 55,673,400	▲表示で記載

≪項目別明細表≫

（１）第４条第８項関係

［その他の投資に係る設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
通信工事	3,342,974	2,215,607	747,963	800,782	787,009	7,894,335	1,578,867	2,725,000	1,425,000	1,451,000	923,000	849,000	7,373,000	1,474,600	
システム開発及び改良	0	1,778,822	14,445,497	4,535,163	6,543,914	27,303,396	5,460,679	10,487,000	10,926,000	11,657,000	9,718,000	14,906,000	57,694,000	11,538,800	
建物関連工事	2,369,260	2,584,637	2,591,733	2,320,163	2,610,794	12,476,587	2,495,317	3,941,000	3,719,000	1,393,000	1,715,000	3,349,000	14,117,000	2,823,400	
系統・給電設備工事	804,218	2,948,439	6,473,903	2,055,475	1,934,319	14,216,354	2,843,271	1,988,000	1,866,000	4,026,000	1,029,000	429,000	9,338,000	1,867,600	
備品取得	364,232	754,114	717,398	271,088	441,481	2,548,313	509,663	279,000	248,000	227,000	238,000	228,000	1,220,000	244,000	
リース資産取得	774,990	1,196,209	1,334,416	1,911,069	1,054,215	6,270,899	1,254,180	1,692,000	1,539,000	1,671,000	1,537,000	1,519,000	7,958,000	1,591,600	
用地権利設定※１	1,368,208	965,189	1,076,809	845,959	689,865	4,946,030	989,206	831,000	2,700,000	776,000	791,000	807,000	5,905,000	1,181,000	
その他	244,243	135,770	149,447	279,963	359,217	1,168,640	233,728	137,000	153,000	81,000	37,000	75,000	483,000	96,600	
合計	9,268,125	12,578,787	27,537,166	13,019,662	14,420,814	76,824,554	15,364,911	22,080,000	22,576,000	21,282,000	15,988,000	22,162,000	104,088,000	20,817,600	
修繕費振替額（通信）	▲ 297,398	▲ 190,803	▲ 341,823	▲ 297,491	▲ 319,080	▲ 1,446,595	▲ 289,319	▲ 455,000	▲ 426,000	▲ 427,000	▲ 414,000	▲ 414,000	▲ 2,136,000	▲ 427,200	▲表示で記載
（参考）離島等供給に係る設備投資	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

（記載注意）

※1　規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に関して設定された地役権等をいう。

第３表

第３区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
修繕費 ※1	43,828,448	37,126,112	40,517,477	37,705,174	36,832,438	196,009,649	39,201,930	39,246,000	41,548,000	37,589,000	34,894,000	31,578,000	184,855,000	36,971,000	
委託費 ※2	11,372,751	10,992,096	11,679,267	11,893,781	12,078,722	58,016,617	11,603,323	10,786,000	10,941,000	10,932,000	10,929,000	10,923,000	54,511,000	10,902,200	
固定資産除却費	17,440,520	16,247,880	19,330,097	21,518,533	22,328,004	96,865,034	19,373,007	26,289,000	28,612,000	28,377,000	27,972,000	26,656,000	137,906,000	27,581,200	
賃借料 ※3	14,486,727	14,747,683	14,448,675	13,835,208	13,154,384	70,672,677	14,134,535	13,561,000	13,593,000	13,718,000	13,527,000	13,448,000	67,847,000	13,569,400	
託送料 ※4	10,462,253	10,316,405	10,044,576	10,173,336	10,118,283	51,114,853	10,222,971	9,179,000	9,199,000	9,265,000	8,752,000	8,428,000	44,823,000	8,964,600	
共有設備費等分担額	26,025	29,003	56,933	42,074	27,771	181,806	36,361	35,000	35,000	35,000	35,000	35,000	175,000	35,000	
共有設備費等分担額（貸方）	▲ 226,852	▲ 225,170	▲ 211,189	▲ 213,227	▲ 213,188	▲ 1,089,626	▲ 217,925	▲ 213,000	▲ 213,000	▲ 213,000	▲ 213,000	▲ 213,000	▲ 1,065,000	▲ 213,000	▲表示で記載
他社購入送電費	106,163	102,574	102,677	0	0	311,414	62,283	0	0	0	0	0	0	0	
地帯間購入送電費	159,547	177,850	179,252	159,730	174,954	851,333	170,267	175,000	175,000	175,000	175,000	175,000	875,000	175,000	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	605,416	701,745	536,102	235,025	603,103	2,681,391	536,278	600,000	597,000	594,000	591,000	587,000	2,969,000	593,800	
需給調整市場手数料 ※6	0	0	0	0	59,917	59,917	11,983	100,000	374,000	374,000	374,000	374,000	1,596,000	319,200	
電力費振替勘定（貸方）	▲ 71,482	▲ 66,868	▲ 55,256	0	0	▲ 193,606	▲ 38,721	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費	482,857	610,234	572,226	63,918	0	1,729,235	345,847	0	0	0	0	0	0	0	
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
廃炉等負担金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
離島等供給に係る費用 ※7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
離島等供給に係る収益 ※8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
第３区分費用計	98,672,373	90,759,544	97,200,837	95,413,552	95,164,388	477,210,694	95,442,139	99,758,000	104,861,000	100,846,000	97,036,000	91,991,000	494,492,000	98,898,400	

（記載注意）

※1：第３条及び第４条に規定するものを除く。

※2：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。

※3：第６条に規定するものを除く。

※4：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。

※5：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。

※6：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。

※7：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。

※8：送配電等業務に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（１）第５条第３項関係

［修繕費］

（単位：千円）

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
		（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	設備取替・補修	5,367,468	4,320,020	4,159,299	4,034,449	4,126,046	22,007,282	4,401,456	4,548,000	4,511,000	4,602,000	4,606,000	4,599,000	22,866,000	4,573,200	
	塗装	3,557,690	2,956,275	2,660,373	2,398,105	2,351,716	13,924,159	2,784,832	3,544,000	3,633,000	3,803,000	3,586,000	3,472,000	18,038,000	3,607,600	
	保安対策	1,129,898	465,041	333,038	452,722	456,097	2,836,796	567,359	996,000	839,000	773,000	869,000	824,000	4,301,000	860,200	
	第三者要請対応	908,062	660,247	584,161	542,663	677,845	3,372,978	674,596	787,000	789,000	789,000	790,000	790,000	3,945,000	789,000	
	その他	419,167	290,847	279,912	270,207	305,557	1,565,690	313,138	336,000	303,000	306,000	298,000	330,000	1,573,000	314,600	
	計	11,382,285	8,692,430	8,016,783	7,698,146	7,917,261	43,706,905	8,741,381	10,211,000	10,075,000	10,273,000	10,149,000	10,015,000	50,723,000	10,144,600	
変電設備	設備取替・補修	4,146,502	3,462,288	2,911,921	3,449,449	4,617,214	18,587,374	3,717,475	3,938,000	3,741,000	4,156,000	4,508,000	4,515,000	20,858,000	4,171,600	
	塗装	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	保安対策	220,016	451,846	240,987	141,367	192,508	1,246,724	249,345	174,000	96,000	136,000	136,000	136,000	678,000	135,600	
	第三者要請対応	174,632	129,706	157,243	114,900	67,835	644,316	128,863	33,000	54,000	41,000	41,000	41,000	210,000	42,000	
	その他	596,048	397,830	305,635	374,815	716,834	2,391,162	478,232	1,149,000	718,000	757,000	467,000	494,000	3,585,000	717,000	
	計	5,137,198	4,441,670	3,615,786	4,080,531	5,594,391	22,869,576	4,573,915	5,294,000	4,609,000	5,090,000	5,152,000	5,186,000	25,331,000	5,066,200	
配電設備	第三者要請対応	4,404,248	3,879,227	4,838,425	4,971,833	4,598,020	22,691,753	4,538,351	5,386,000	5,308,000	5,291,000	4,975,000	4,913,000	25,873,000	5,174,600	
	その他	21,669,002	18,765,582	23,025,263	20,159,876	17,838,436	101,458,159	20,291,632	17,483,000	20,327,000	15,927,000	13,652,000	10,578,000	77,967,000	15,593,400	
	計	26,073,250	22,644,809	27,863,688	25,131,709	22,436,456	124,149,912	24,829,982	22,869,000	25,635,000	21,218,000	18,627,000	15,491,000	103,840,000	20,768,000	
業務設備	第三者要請対応	47,826	56,493	12,762	16,267	19,476	152,824	30,565	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	25,000	5,000	
	その他	1,187,889	1,290,710	1,008,458	778,521	864,854	5,130,432	1,026,086	867,000	1,224,000	1,003,000	961,000	881,000	4,936,000	987,200	
	計	1,235,715	1,347,203	1,021,220	794,788	884,330	5,283,256	1,056,651	872,000	1,229,000	1,008,000	966,000	886,000	4,961,000	992,200	
合計		43,828,448	37,126,112	40,517,477	37,705,174	36,832,438	196,009,649	39,201,930	39,246,000	41,548,000	37,589,000	34,894,000	31,578,000	184,855,000	36,971,000	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	6,134,062	5,953,746	5,739,093	5,522,645	5,362,634	28,712,180	5,742,436	4,789,000	4,857,000	4,853,000	4,852,000	4,850,000	24,201,000	4,840,200	
変電設備	0	619	0	2,919	0	3,538	708	0	0	0	0	0	0	0	
配電設備	5,238,689	5,037,731	5,940,174	6,368,217	6,716,088	29,300,899	5,860,180	5,997,000	6,084,000	6,079,000	6,077,000	6,073,000	30,310,000	6,062,000	
業務設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	11,372,751	10,992,096	11,679,267	11,893,781	12,078,722	58,016,617	11,603,324	10,786,000	10,941,000	10,932,000	10,929,000	10,923,000	54,511,000	10,902,200	

［固定資産除却費］

（単位：千円）

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
		（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	除却損	1,747,125	1,670,429	1,591,008	1,479,882	1,953,941	8,442,385	1,688,477	2,021,000	2,250,000	2,376,000	2,084,000	2,106,000	10,837,000	2,167,400	
	除却費用	5,583,734	4,571,963	5,920,497	6,387,683	7,610,572	30,074,449	6,014,890	11,039,000	13,144,000	13,037,000	12,280,000	11,277,000	60,777,000	12,155,400	
変電設備	除却損	2,133,631	1,893,027	1,880,321	1,444,634	1,403,386	8,754,999	1,751,000	2,119,000	2,104,000	1,904,000	1,987,000	2,002,000	10,116,000	2,023,200	
	除却費用	3,344,529	3,335,267	3,680,298	4,718,751	3,756,314	18,835,159	3,767,032	4,891,000	5,163,000	4,885,000	5,325,000	4,531,000	24,795,000	4,959,000	
配電設備	除却損	575,481	571,714	342,174	757,994	1,814,225	4,061,588	812,318	770,000	765,000	814,000	898,000	914,000	4,161,000	832,200	
	除却費用	3,457,784	3,431,754	3,704,048	4,007,645	4,791,220	19,392,451	3,878,490	4,677,000	4,696,000	4,864,000	5,022,000	5,197,000	24,456,000	4,891,200	
業務設備	除却損	356,206	365,583	1,892,925	2,242,709	608,204	5,465,627	1,093,125	170,000	154,000	137,000	124,000	363,000	948,000	189,600	
	除却費用	242,030	408,143	318,826	479,235	390,142	1,838,376	367,675	602,000	336,000	360,000	252,000	266,000	1,816,000	363,200	
合計	除却損	4,812,443	4,500,753	5,706,428	5,925,219	5,779,756	26,724,599	5,344,920	5,080,000	5,273,000	5,231,000	5,093,000	5,385,000	26,062,000	5,212,400	
	除却費用	12,628,077	11,747,127	13,623,669	15,593,314	16,548,248	70,140,435	14,028,087	21,209,000	23,339,000	23,146,000	22,879,000	21,271,000	111,844,000	22,368,800	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
借地借家料	9,055,598	9,276,381	9,675,015	12,065,042	11,358,208	51,430,244	10,286,049	11,175,000	11,055,000	11,015,000	10,882,000	10,809,000	54,936,000	10,987,200	
機械賃借料	921,061	891,962	535,623	46,111	42,470	2,437,227	487,445	42,000	40,000	38,000	35,000	36,000	191,000	38,200	
車両リース料	900,851	793,067	840,643	660,533	574,637	3,769,731	753,946	694,000	677,000	675,000	671,000	668,000	3,385,000	677,000	
その他	3,609,217	3,786,273	3,397,394	1,063,522	1,179,069	13,035,475	2,607,095	1,650,000	1,821,000	1,990,000	1,939,000	1,935,000	9,335,000	1,867,000	
合計	14,486,727	14,747,683	14,448,675	13,835,208	13,154,384	70,672,677	14,134,535	13,561,000	13,593,000	13,718,000	13,527,000	13,448,000	67,847,000	13,569,400	

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電事業者の所有設備利用	8,105,451	7,988,331	7,979,122	7,165,204	7,027,710	38,265,818	7,653,164	6,707,000	6,103,000	5,964,000	5,689,000	5,461,000	29,924,000	5,984,800	
一般送配電事業者の所有設備利用	2,356,798	2,324,838	2,014,583	2,550,057	2,553,677	11,799,953	2,359,991	1,936,000	2,560,000	2,765,000	2,527,000	2,431,000	12,219,000	2,443,800	
広域需給調整に係る費用	0	0	50,871	387,919	536,896	975,686	195,137	536,000	536,000	536,000	536,000	536,000	2,680,000	536,000	
全国融通に係る費用	0	222	0	70,156	0	70,378	14,076	0	0	0	0	0	0	0	
非規制振替に係る費用	4	3,014	0	0	0	3,018	604	－	－	－	－	－	0	0	
合計	10,462,253	10,316,405	10,044,576	10,173,336	10,118,283	51,114,853	10,222,971	9,179,000	9,199,000	9,265,000	8,752,000	8,428,000	44,823,000	8,964,600	

第４表
離島等供給に係る費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
役員給与	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
給料手当	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	▲表示で記載
退職給与金	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
厚生費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
委託検針費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
委託集金費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
雑給	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
燃料費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
消耗品費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
修繕費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
水利使用料	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
補償費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
賃借料	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
託送料	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
事業者間精算費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
委託費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
損害保険料	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
普及開発関係費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
養成費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
研究費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
諸費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
貸倒損	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
減価償却費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
固定資産税	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
雑税	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
固定資産除却費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	▲表示で記載
他社購入電源費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
他社購入送電費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
株式交付費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
社債発行費	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
開発費償却	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
株式交付費償却	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
法人税等	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
離島等供給に係る費用計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
（参考）事業報酬	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	

第５表
離島等供給に係る収益明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
電灯料	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	▲表示で記載
電力料	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	▲表示で記載
離島等供給に係る収益計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載

第６表

制御不能費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
減価償却費 ※1	133,254,969	130,866,428	101,520,128	103,605,438	103,508,114	572,755,077	114,551,015	101,772,000	96,444,000	92,145,000	80,745,000	75,021,000	446,127,000	89,225,400	
退職給与金 ※2	6,682,497	2,340,898	1,539,738	1,139,252	1,293,727	12,996,112	2,599,222	1,096,000	185,000	0	0	0	1,281,000	256,200	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	▲ 6,423,472	3,602,319	1,817,968	3,444,760	2,528,655	4,970,230	994,046	2,267,000	2,093,000	1,258,000	277,000	0	5,895,000	1,179,000	
賃借料 ※3	31,954,865	32,376,523	25,725,555	25,723,889	26,099,126	141,879,958	28,375,992	25,379,000	24,419,000	23,458,000	22,498,000	21,774,000	117,528,000	23,505,600	
諸費 ※4	1,155,448	1,209,243	1,666,855	2,166,445	2,314,816	8,512,807	1,702,561	2,682,000	2,689,000	2,690,000	2,689,000	2,688,000	13,438,000	2,687,600	
貸倒損	21,733	▲ 36,499	▲ 2,887	6,740,046	▲ 54,620	6,667,773	1,333,555	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	250,000	50,000	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	1,677,637	1,609,462	1,319,501	2,350,819	7,443,763	14,401,182	2,880,236	7,443,000	7,443,000	7,443,000	7,443,000	7,443,000	37,215,000	7,443,000	
インバランス収支過不足額 ※5	9,194,858	5,306,821	2,969,774	▲ 18,733,928	20,630,983	19,368,508	3,873,702	10,783,000	10,783,000	10,782,000	10,782,000	10,782,000	53,912,000	10,782,400	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	52,512,086	51,663,558	50,633,105	49,705,835	50,876,343	255,390,927	51,078,185	51,105,000	50,814,000	50,699,000	50,497,000	50,480,000	253,595,000	50,719,000	
事業税	7,369,491	7,241,526	6,999,686	7,581,724	7,362,790	36,555,217	7,311,043	8,426,000	8,797,000	8,619,000	8,725,000	8,593,000	43,160,000	8,632,000	
雑税	959,995	1,068,509	1,134,359	1,055,227	1,049,841	5,267,931	1,053,586	1,052,000	1,052,000	1,052,000	1,052,000	1,052,000	5,260,000	1,052,000	
法人税等	8,783,973	5,252,258	7,511,534	9,999,974	5,401,838	36,949,577	7,389,915	10,098,000	10,098,000	10,098,000	10,098,000	10,098,000	50,490,000	10,098,000	
賠償負担金相当金	0	0	0	6,569,792	14,286,204	20,855,996	4,171,199	15,641,000	15,641,000	15,641,000	15,641,000	15,641,000	78,205,000	15,641,000	
廃炉円滑化負担金相当金	0	0	0	2,686,131	9,194,444	11,880,575	2,376,115	13,200,000	13,200,000	13,200,000	13,200,000	13,200,000	66,000,000	13,200,000	
固定資産税 ※6	31,527,390	31,320,197	30,617,752	30,080,319	29,917,339	153,462,997	30,692,599	30,215,000	28,653,000	27,199,000	25,836,000	24,556,000	136,459,000	27,291,800	
調整力の確保に要する費用 ※7	11,953	24,386	743,487	492,231	846,629	2,118,686	423,737	2,089,000	24,260,000	17,317,000	20,067,000	22,514,000	86,247,000	17,249,400	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
制御不能費用計	278,683,423	273,845,629	234,196,555	234,607,954	282,699,992	1,304,033,553	260,806,711	283,298,000	296,621,000	281,651,000	269,600,000	263,892,000	1,395,062,000	279,012,400	

（記載注意）

※1：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※2：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。

※3：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。

※4：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。

※5：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。

※6：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。

※7：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び
最終保障供給に係る利益又は損失をいう。

※8：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第６条第３項第１号関係

［減価償却費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	59,451,753	57,658,879	47,814,064	49,467,287	47,727,020	262,119,003	52,423,801	38,294,000	37,151,000	36,339,000	31,492,000	29,635,000	172,911,000	34,582,200	
変電設備	33,667,178	33,541,286	24,395,479	25,965,920	25,591,726	143,161,589	28,632,318	27,397,000	26,340,000	25,490,000	22,468,000	21,260,000	122,955,000	24,591,000	
配電設備	30,714,717	30,087,207	21,683,398	22,549,473	23,443,020	128,477,815	25,695,563	27,737,000	26,680,000	25,188,000	22,838,000	21,191,000	123,634,000	24,726,800	
業務設備	9,421,321	9,579,056	7,627,187	5,622,758	6,746,348	38,996,670	7,799,334	8,344,000	6,273,000	5,128,000	3,947,000	2,935,000	26,627,000	5,325,400	
合計	133,254,969	130,866,428	101,520,128	103,605,438	103,508,114	572,755,077	114,551,015	101,772,000	96,444,000	92,145,000	80,745,000	75,021,000	446,127,000	89,225,400	

（2）第６条第３項第２号関係

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
数理計算上の差異（2016年度以前発生分）	6,682,497	1,585,250	518,885	－	－	8,786,632	1,757,326	－	－	－	－	－	0	0	
数理計算上の差異（2017年度発生分）	－	755,648	755,648	755,648	－	2,266,944	453,389	－	－	－	－	－	0	0	
数理計算上の差異（2018年度発生分）	－	－	265,205	265,205	265,205	795,615	159,123	－	－	－	－	－	0	0	
数理計算上の差異（2019年度発生分）	－	－	－	118,399	118,399	236,798	47,360	－	－	－	－	－	0	0	
数理計算上の差異（2020年度発生分）	－	－	－	－	910,123	910,123	182,025	910,000	－	－	－	－	910,000	182,000	
数理計算上の差異（2021年度発生分）	－	－	－	－	－	0	0	186,000	185,000	－	－	－	371,000	74,200	
合計	6,682,497	2,340,898	1,539,738	1,139,252	1,293,727	12,996,112	2,599,222	1,096,000	185,000	0	0	0	1,281,000	256,200	

数理計算上の差異の償却年数（年）	3

（3）第６条第３項第３号関係

［ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
分析（採油含む）	616,545	825,844	997,257	1,902,736	1,758,876	6,101,258	1,220,252	2,213,000	2,067,000	1,222,000	252,000	0	5,754,000	1,150,800	
運搬・処理	▲ 7,040,017	2,776,475	820,711	1,542,024	▲ 29,103	▲ 1,929,910	▲ 385,982	54,000	26,000	36,000	25,000	0	141,000	28,200	
その他	0	0	0	0	798,882	798,882	159,776	0	0	0	0	0	0	0	
合計	▲ 6,423,472	3,602,319	1,817,968	3,444,760	2,528,655	4,970,230	994,046	2,267,000	2,093,000	1,258,000	277,000	0	5,895,000	1,179,000	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
道路占用料	10,213,258	10,478,177	10,811,467	10,994,081	11,408,141	53,905,124	10,781,025	10,781,000	10,781,000	10,781,000	10,781,000	10,781,000	53,905,000	10,781,000	
水面使用料	274,499	274,737	276,236	274,942	274,904	1,375,318	275,064	275,000	275,000	275,000	275,000	275,000	1,375,000	275,000	
線路使用料	12,389,356	12,589,938	5,677,937	5,592,576	5,573,039	41,822,846	8,364,569	5,368,000	4,408,000	3,447,000	2,487,000	1,763,000	17,473,000	3,494,600	
電柱敷地料	5,089,791	5,077,918	5,103,659	5,129,863	5,134,630	25,535,861	5,107,172	5,107,000	5,107,000	5,107,000	5,107,000	5,107,000	25,535,000	5,107,000	
線下補償料	3,950,306	3,918,448	3,818,819	3,694,856	3,669,183	19,051,612	3,810,322	3,810,000	3,810,000	3,810,000	3,810,000	3,810,000	19,050,000	3,810,000	
河敷料	37,655	37,305	37,437	37,571	39,229	189,197	37,839	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	190,000	38,000	
占用関係借地料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
その他	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	
合計	31,954,865	32,376,523	25,725,555	25,723,889	26,099,126	141,879,958	28,375,992	25,379,000	24,419,000	23,458,000	22,498,000	21,774,000	117,528,000	23,505,600	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
受益者負担金	203,755	217,975	258,103	456,827	384,277	1,520,937	304,187	304,000	304,000	304,000	304,000	304,000	1,520,000	304,000	
推進機関の会費（特別会費を含む）	951,693	991,268	1,408,752	1,709,618	1,770,943	6,832,274	1,366,455	1,380,000	1,380,000	1,380,000	1,380,000	1,380,000	6,900,000	1,380,000	
災害等扶助拠出金	0	0	0	0	159,596	159,596	31,919	998,000	1,005,000	1,006,000	1,005,000	1,004,000	5,018,000	1,003,600	
合計	1,155,448	1,209,243	1,666,855	2,166,445	2,314,816	8,512,807	1,702,561	2,682,000	2,689,000	2,690,000	2,689,000	2,688,000	13,438,000	2,687,600	

［貸倒損］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
貸倒損引当額	21,697	▲ 475,847	▲ 2,834	6,732,719	▲ 167,223	6,108,512	1,221,702	▲ 62,000	▲ 62,000	▲ 62,000	▲ 62,000	▲ 62,000	▲ 310,000	▲ 62,000	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	36	439,348	▲ 53	7,327	112,603	559,261	111,852	112,000	112,000	112,000	112,000	112,000	560,000	112,000	
合計	21,733	▲ 36,499	▲ 2,887	6,740,046	▲ 54,620	6,667,773	1,333,555	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	250,000	50,000	

［振替損失調整額］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
振替損失電力量（千kWh）	229,579	189,802	210,236	380,972	464,498	1,475,087	295,017	464,499	464,499	464,499	464,499	464,499	2,322,495	464,499	
振替損失調整額	1,677,637	1,609,462	1,319,501	2,350,819	7,443,763	14,401,182	2,880,236	7,443,000	7,443,000	7,443,000	7,443,000	7,443,000	37,215,000	7,443,000	

［インバランス収支過不足額］

参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額（千円）	23,852,000

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
インバランス収支過不足額	9,194,858	5,306,821	2,969,774	▲ 18,733,928	20,630,983	19,368,508	3,873,702	0	0	0	0	0	0	0	貸方の場合は▲表示で記載
「参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額」に係る回収・還元調整額								10,783,000	10,783,000	10,782,000	10,782,000	10,782,000	53,912,000	10,782,400	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年度の収支過不足額に伴う調整額として300．6億円が含まれる。
合計								10,783,000	10,783,000	10,782,000	10,782,000	10,782,000	53,912,000	10,782,400	

（4）第６条第３項第８号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法第二十八条の四十第一項第五号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）	0	0	0	0	0	0	0	0	22,342,000	7,580,000	12,639,000	20,302,000	62,863,000	12,572,600	
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用	11,953	24,386	744,007	753,117	772,695	2,306,158	461,232	692,000	521,000	8,340,000	6,031,000	815,000	16,399,000	3,279,800	
電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
最終保障供給に係る利益又は損失	0	0	▲ 520	▲ 260,886	73,934	▲ 187,472	▲ 37,494	1,397,000	1,397,000	1,397,000	1,397,000	1,397,000	6,985,000	1,397,000	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年3月～2023年3月までの調整額として71．7億円が含まれる。
合計	11,953	24,386	743,487	492,231	846,629	2,118,686	423,737	2,089,000	24,260,000	17,317,000	20,067,000	22,514,000	86,247,000	17,249,400	

第７表
事後検証費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
託送料 ※1	1,173,246	1,160,140	1,131,672	1,394,542	2,669,421	7,529,021	1,505,804	3,125,000	3,125,000	3,242,000	3,302,000	3,267,000	16,061,000	3,212,200	
補償費	1,665,638	1,839,022	1,576,084	1,475,556	1,980,182	8,536,482	1,707,296	1,707,000	1,707,000	1,707,000	1,707,000	1,707,000	8,535,000	1,707,000	
事業者間精算費	5,013,390	3,364,525	4,775,481	7,239,267	8,121,938	28,514,601	5,702,920	8,121,000	8,121,000	8,121,000	8,121,000	8,121,000	40,605,000	8,121,000	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	409,510	9,863,549	▲ 106,370	174,258	80,580	10,421,527	2,084,305	631,000	631,000	631,000	631,000	631,000	3,155,000	631,000	
調整力の確保に要する費用 ※3	29,079,038	31,817,898	34,104,729	39,109,640	62,649,176	196,760,481	39,352,096	61,789,000	46,519,000	63,177,000	47,147,000	46,519,000	265,151,000	53,030,200	
発電抑制に要する費用 ※4	0	0	0	0	0	0	0	4,000	5,000	6,000	6,000	6,000	27,000	5,400	
事後検証費用計	37,340,822	48,045,134	41,481,596	49,393,263	75,501,297	251,762,112	50,352,422	75,377,000	60,108,000	76,884,000	60,914,000	60,251,000	333,534,000	66,706,800	

（記載注意）

※1：連系線の増強等に係る費用に限る。

※2：災害等扶助交付金を含む。

※3：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。

※4：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第７条第３項第１号関係

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電事業者の所有設備利用	236,569	232,521	253,632	276,049	282,179	1,280,950	256,190	387,000	387,000	364,000	364,000	369,000	1,871,000	374,200	
一般送配電事業者の所有設備利用	936,677	927,619	878,040	1,118,493	2,387,242	6,248,071	1,249,614	2,738,000	2,737,000	2,815,000	2,815,000	2,350,000	13,455,000	2,691,000	
地域間連携設備の増強等費用	0	0	0	0	0	0	0	0	1,000	63,000	123,000	548,000	735,000	147,000	
合計	1,173,246	1,160,140	1,131,672	1,394,542	2,669,421	7,529,021	1,505,804	3,125,000	3,125,000	3,242,000	3,302,000	3,267,000	16,061,000	3,212,200	

［事業者間精算費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	25,398	4,748	931	20,481	35,245	86,803	17,361	35,000	35,000	35,000	35,000	35,000	175,000	35,000	
	電力量料金	19,683	3,680	696	13,320	17,354	54,733	10,947	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	85,000	17,000	
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	87,017	8,305	83,557	387,661	620,562	1,187,102	237,420	620,000	620,000	620,000	620,000	620,000	3,100,000	620,000	
	電力量料金	31,326	2,989	30,080	139,558	223,402	427,355	85,471	223,000	223,000	223,000	223,000	223,000	1,115,000	223,000	
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	224,360	44,250	92,984	426,410	879,584	1,667,588	333,518	879,000	879,000	879,000	879,000	879,000	4,395,000	879,000	
	電力量料金	42,628	8,407	17,667	81,018	330,031	479,751	95,950	330,000	330,000	330,000	330,000	330,000	1,650,000	330,000	
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	3,192,040	849,112	407,226	1,291,157	1,139,658	6,879,193	1,375,839	1,140,000	1,140,000	1,140,000	1,140,000	1,140,000	5,700,000	1,140,000	
	電力量料金	512,935	135,883	67,232	220,592	203,600	1,140,242	228,048	202,000	202,000	202,000	202,000	202,000	1,010,000	202,000	
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	2,125,290	1,236,488	500,527	905,000	1,127,532	5,894,837	1,178,967	1,128,000	1,128,000	1,128,000	1,128,000	1,128,000	5,640,000	1,128,000	
	電力量料金	595,082	346,217	140,147	253,400	315,709	1,650,555	330,111	316,000	316,000	316,000	316,000	316,000	1,580,000	316,000	
関西電力送配電	電力量（千kWh）	–	–	–	–	–	0	0	–	–	–	–	–	0	0	
	電力量料金	–	–	–	–	–	0	0	–	–	–	–	–	0	0	
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	8,149,011	5,005,064	3,744,958	8,149,546	9,288,753	34,337,332	6,867,466	9,289,000	9,289,000	9,289,000	9,289,000	9,289,000	46,445,000	9,289,000	
	電力量料金	2,444,704	1,501,522	1,123,488	2,444,864	2,786,626	10,301,204	2,060,241	2,787,000	2,787,000	2,787,000	2,787,000	2,787,000	13,935,000	2,787,000	
四国電力送配電	電力量（千kWh）	2,514,111	3,019,219	10,214,523	7,895,104	7,321,300	30,964,257	6,192,851	7,321,000	7,321,000	7,321,000	7,321,000	7,321,000	36,605,000	7,321,000	
	電力量料金	580,805	694,857	2,362,371	1,817,254	1,687,001	7,142,288	1,428,458	1,687,000	1,687,000	1,687,000	1,687,000	1,687,000	8,435,000	1,687,000	
九州電力送配電	電力量（千kWh）	2,807,953	2,396,320	3,692,141	8,104,503	9,136,482	26,137,399	5,227,480	9,137,000	9,137,000	9,137,000	9,137,000	9,137,000	45,685,000	9,137,000	
	電力量料金	786,227	670,970	1,033,800	2,269,261	2,558,215	7,318,473	1,463,695	2,559,000	2,559,000	2,559,000	2,559,000	2,559,000	12,795,000	2,559,000	
合計	電力量（千kWh）	19,125,180	12,563,506	18,736,847	27,179,862	29,549,116	107,154,511	21,430,902	29,549,000	29,549,000	29,549,000	29,549,000	29,549,000	147,745,000	29,549,000	
	電力量料金	5,013,390	3,364,525	4,775,481	7,239,267	8,121,938	28,514,601	5,702,920	8,121,000	8,121,000	8,121,000	8,121,000	8,121,000	40,605,000	8,121,000	

（2）第７条第３項第２号関係

［補償費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
定期的補償費	21,102	21,105	20,809	21,365	21,616	105,997	21,199	21,000	21,000	21,000	21,000	21,000	105,000	21,000	
臨時的補償費	1,455,909	1,673,651	1,448,798	1,161,434	1,808,661	7,548,453	1,509,691	1,510,000	1,510,000	1,510,000	1,510,000	1,510,000	7,550,000	1,510,000	
損害賠償費	188,627	144,266	106,477	292,757	149,905	882,032	176,406	176,000	176,000	176,000	176,000	176,000	880,000	176,000	
その他	–	–	–	–	–	0	0	–	–	–	–	–	0	0	
合計	1,665,638	1,839,022	1,576,084	1,475,556	1,980,182	8,536,482	1,707,296	1,707,000	1,707,000	1,707,000	1,707,000	1,707,000	8,535,000	1,707,000	

（3）第７条第３項第３号関係

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
委託費	0	1,242,082	0	0	0	1,242,082	248,416	134,000	134,000	134,000	134,000	134,000	670,000	134,000	
修繕費	384,078	8,351,844	▲ 106,370	174,258	80,580	8,884,390	1,776,878	897,000	897,000	897,000	897,000	897,000	4,485,000	897,000	
固定資産除却費	25,432	130,332	0	0	0	155,764	31,153	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	35,000	7,000	
災害等扶助交付金	0	0	0	0	0	0	0	▲ 421,000	▲ 421,000	▲ 421,000	▲ 421,000	▲ 421,000	▲ 2,105,000	▲ 421,000	▲表示で記載
厚生費	0	426	0	0	0	426	85	0	0	0	0	0	0	0	
補償費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
消耗品費	0	19,055	0	0	0	19,055	3,811	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	10,000	2,000	
賃貸料	0	11,162	0	0	0	11,162	2,232	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	5,000	1,000	
諸費	0	108,648	0	0	0	108,648	21,730	11,000	11,000	11,000	11,000	11,000	55,000	11,000	
その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	409,510	9,863,549	▲ 106,370	174,258	80,580	10,421,527	2,084,305	631,000	631,000	631,000	631,000	631,000	3,155,000	631,000	

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］過去10年間の実績額

（単位：千円）

	2012年度（実績）	2013年度（実績）	2014年度（実績）	2015年度（実績）	2016年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 10ヶ年計	参照期間 10ヶ年平均	備考
委託費	65,972	40,590	▲ 4,114	▲ 3,967	207			0	1,242,082	0	0	0	1,340,770	134,077	
修繕費	19,492	▲ 41,861	61,422	30,281	11,240			384,078	8,351,844	▲ 106,370	174,258	80,580	8,964,964	896,496	
固定資産除却費	▲ 27,797	▲ 49,337	31,404	44,068	▲ 81,293			25,432	130,332	0	0	0	72,809	7,281	
災害等扶助交付金	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
厚生費	0	0	0	0	0			0	426	0	0	0	426	43	
補償費	▲ 100	0	0	0	0			0	0	0	0	0	▲ 100	▲ 10	
消耗品費	0	0	0	0	0			0	19,055	0	0	0	19,055	1,906	
賃貸料	525	0	0	0	0			0	11,162	0	0	0	11,687	1,169	
諸費	▲ 977	0	0	0	0			0	108,648	0	0	0	107,671	10,767	
その他	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	
合計	57,115	▲ 50,608	88,712	70,382	▲ 69,846			409,510	9,863,549	▲ 106,370	174,258	80,580	10,517,282	1,051,728	

（4）第７条第３項第４号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
一般送配電事業者が、電気の周波数の値の維持及びインバランスを調整するための指令をすることができる調整電源等を公募により調達するのに要する費用	18,527,148	17,243,013	23,778,087	22,938,403	21,551,466	104,038,117	20,807,623	19,240,000	0	0	0	0	19,240,000	3,848,000	
一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用	10,551,890	14,574,885	10,326,642	16,102,746	40,971,914	92,528,077	18,505,615	35,671,000	0	0	0	0	35,671,000	7,134,200	
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用	0	0	0	0	0	0	0	6,752,000	46,519,000	63,177,000	47,147,000	46,519,000	210,114,000	42,022,800	
その他	0	0	0	68,491	125,796	194,287	38,857	126,000	0	0	0	0	126,000	25,200	
合計	29,079,038	31,817,898	34,104,729	39,109,640	62,649,176	196,760,481	39,352,096	61,789,000	46,519,000	63,177,000	47,147,000	46,519,000	265,151,000	53,030,200	

第８表

次世代投資費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
減価償却費	0	0	0	0	0	0	0	717,000	1,582,000	3,424,000	5,797,000	6,185,000	17,705,000	3,541,000	
固定資産税	0	0	0	0	0	0	0	0	73,000	93,000	241,000	242,000	649,000	129,800	
研究費	0	0	0	0	0	0	0	1,177,000	1,004,000	1,026,000	788,000	458,000	4,453,000	890,600	
委託費	0	0	0	0	0	0	0	473,000	1,725,000	959,000	928,000	936,000	5,021,000	1,004,200	
諸費	0	0	0	0	0	0	0	1,977,000	2,897,000	3,871,000	4,471,000	5,248,000	18,464,000	3,692,800	
固定資産除却費	0	0	0	0	0	0	0	712,000	688,000	499,000	529,000	1,600,000	4,028,000	805,600	
修繕費	0	0	0	0	0	0	0	5,131,000	5,656,000	7,471,000	12,935,000	13,696,000	44,889,000	8,977,800	
賃借料	0	0	0	0	0	0	0	133,000	146,000	151,000	265,000	266,000	961,000	192,200	
消耗品費	0	0	0	0	0	0	0	35,000	20,000	38,000	38,000	37,000	168,000	33,600	
電気事業雑収益	0	0	0	0	0	0	0	▲ 366,000	▲ 461,000	▲ 514,000	▲ 555,000	▲ 1,393,000	▲ 3,289,000	▲ 657,800	▲表示で記載
次世代投資計	0	0	0	0	0	0	0	9,989,000	13,330,000	17,018,000	25,437,000	27,275,000	93,049,000	18,609,800	

第９表

事業報酬明細表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産		2,128,933,000	2,149,162,000	2,168,733,000	2,186,228,000	2,189,178,000	10,822,234,000	2,164,446,800	
建設中の資産		32,788,000	36,218,000	35,124,000	29,950,000	27,837,000	161,917,000	32,383,400	
特定投資		16,014,000	14,770,000	13,628,000	12,583,000	11,621,000	68,616,000	13,723,200	
運転資本	営業資本	53,619,000	54,928,000	55,754,000	54,217,000	52,503,000	271,021,000	54,204,200	
	貯蔵品	5,256,000	5,300,000	5,357,000	5,415,000	5,464,000	26,792,000	5,358,400	
	計	58,875,000	60,228,000	61,111,000	59,632,000	57,967,000	297,813,000	59,562,600	
繰延償却資産		0	0	0	0	0	0	0	
レートベース		2,236,610,000	2,260,378,000	2,278,596,000	2,288,393,000	2,286,603,000	11,350,580,000	2,270,116,000	
報酬率		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	
事業報酬		33,549,150	33,905,670	34,178,940	34,325,895	34,299,045	170,258,700	34,051,740	

第１０表

追加事業報酬明細表

（単位：千円）

	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
追加事業報酬額	120,000	111,000	102,000	95,000	87,000	515,000	103,000	
追加事業報酬計	120,000	111,000	102,000	95,000	87,000	515,000	103,000	

第１１表

追加事業報酬対象額明細表

（単位：千円）

	設備名称	区間	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産	東京中部間直流連系設備（東京電力分）	長野県安曇野地方	10,840,000	10,069,000	9,357,000	8,699,000	8,089,000	47,054,000	9,410,800	
特定固定資産	東京中部間直流連系設備（中部電力分）	岐阜県飛騨地方	5,174,000	4,701,000	4,271,000	3,884,000	3,532,000	21,562,000	4,312,400	
合計			16,014,000	14,770,000	13,628,000	12,583,000	11,621,000	68,616,000	13,723,200	

第１２表

控除収益明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
地帯間販売送電料	▲ 15,462	▲ 25,720	▲ 21,932	▲ 21,663	▲ 20,403	▲ 105,180	▲ 21,036	▲ 20,000	▲ 20,000	▲ 20,000	▲ 20,000	▲ 20,000	▲ 100,000	▲ 20,000	▲表示で記載
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
託送収益 ※1	▲ 1,369,900	▲ 1,908,093	▲ 1,422,852	▲ 1,490,821	▲ 3,451,598	▲ 9,643,264	▲ 1,928,653	▲ 4,223,000	▲ 4,223,000	▲ 4,223,000	▲ 4,223,000	▲ 4,223,000	▲ 21,115,000	▲ 4,223,000	▲表示で記載
事業者間精算収益	▲ 1,738,929	▲ 2,627,634	▲ 2,053,177	▲ 2,039,284	▲ 2,524,564	▲ 10,983,588	▲ 2,196,718	▲ 2,524,000	▲ 2,524,000	▲ 2,524,000	▲ 2,524,000	▲ 2,524,000	▲ 12,620,000	▲ 2,524,000	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	▲ 9,126,646	▲ 8,607,808	▲ 9,065,467	▲ 24,586,784	▲ 24,746,632	▲ 76,133,337	▲ 15,226,667	▲ 24,076,000	▲ 24,259,000	▲ 24,066,000	▲ 24,271,000	▲ 24,482,000	▲ 121,154,000	▲ 24,230,800	▲表示で記載
預金利息	▲ 433	▲ 2,940	▲ 3,800	0	0	▲ 7,173	▲ 1,435	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
控除収益計	▲ 12,251,370	▲ 13,172,195	▲ 12,567,228	▲ 28,138,552	▲ 30,743,197	▲ 96,872,542	▲ 19,374,508	▲ 30,843,000	▲ 31,026,000	▲ 30,833,000	▲ 31,038,000	▲ 31,249,000	▲ 154,989,000	▲ 30,997,800	

（記載注意）

※1：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。

※2：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（１）第１１条第３項関係

［託送収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
ＦＣ関連	▲ 182,057	▲ 475,888	▲ 444,317	▲ 87,538	▲ 1,680,101	▲ 2,869,901	▲ 573,980	▲ 2,489,000	▲ 2,490,000	▲ 2,490,000	▲ 2,490,000	▲ 2,490,000	▲ 12,449,000	▲ 2,489,800	▲表示で記載
その他共同負担ベイバック	▲ 586,941	▲ 809,024	▲ 358,300	▲ 384,539	▲ 476,050	▲ 2,614,854	▲ 522,971	▲ 477,000	▲ 476,000	▲ 476,000	▲ 476,000	▲ 476,000	▲ 2,381,000	▲ 476,200	▲表示で記載
その他一括	▲ 600,902	▲ 623,181	▲ 620,235	▲ 1,018,744	▲ 1,295,447	▲ 4,158,509	▲ 831,702	▲ 1,257,000	▲ 1,257,000	▲ 1,257,000	▲ 1,257,000	▲ 1,257,000	▲ 6,285,000	▲ 1,257,000	▲表示で記載
合計	▲ 1,369,900	▲ 1,908,093	▲ 1,422,852	▲ 1,490,821	▲ 3,451,598	▲ 9,643,264	▲ 1,928,653	▲ 4,223,000	▲ 4,223,000	▲ 4,223,000	▲ 4,223,000	▲ 4,223,000	▲ 21,115,000	▲ 4,223,000	

［事業者間精算収益］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 8,241	▲ 1,389	▲ 10,232	▲ 25,981	▲ 38,816	▲ 84,659	▲ 16,932	▲ 38,000	▲ 38,000	▲ 38,000	▲ 38,000	▲ 38,000	▲ 190,000	▲ 38,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 1,907	▲ 319	▲ 2,353	▲ 5,975	▲ 8,927	▲ 19,481	▲ 3,896	▲ 8,000	▲ 8,000	▲ 8,000	▲ 8,000	▲ 8,000	▲ 40,000	▲ 8,000	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 14,193	▲ 14,601	▲ 17,243	▲ 125,575	▲ 231,684	▲ 403,296	▲ 80,659	▲ 231,000	▲ 231,000	▲ 231,000	▲ 231,000	▲ 231,000	▲ 1,155,000	▲ 231,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 3,270	▲ 3,358	▲ 3,966	▲ 28,883	▲ 53,287	▲ 92,764	▲ 18,553	▲ 53,000	▲ 53,000	▲ 53,000	▲ 53,000	▲ 53,000	▲ 265,000	▲ 53,000	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 1,231,256	▲ 2,639,586	▲ 3,105,044	▲ 2,184,924	▲ 2,195,486	▲ 11,356,296	▲ 2,271,259	▲ 2,196,000	▲ 2,196,000	▲ 2,196,000	▲ 2,196,000	▲ 2,196,000	▲ 10,980,000	▲ 2,196,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 283,287	▲ 607,105	▲ 714,160	▲ 502,596	▲ 505,001	▲ 2,612,149	▲ 522,430	▲ 505,000	▲ 505,000	▲ 505,000	▲ 505,000	▲ 505,000	▲ 2,525,000	▲ 505,000	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 4,300,093	▲ 5,054,525	▲ 4,236,591	▲ 4,934,233	▲ 7,136,573	▲ 25,662,015	▲ 5,132,403	▲ 7,137,000	▲ 7,137,000	▲ 7,137,000	▲ 7,137,000	▲ 7,137,000	▲ 35,685,000	▲ 7,137,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 989,164	▲ 1,162,568	▲ 974,418	▲ 1,134,996	▲ 1,641,529	▲ 5,902,675	▲ 1,180,535	▲ 1,642,000	▲ 1,642,000	▲ 1,642,000	▲ 1,642,000	▲ 1,642,000	▲ 8,210,000	▲ 1,642,000	▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 994,555	▲ 2,320,760	▲ 835,179	▲ 838,070	▲ 430,919	▲ 5,419,483	▲ 1,083,897	▲ 431,000	▲ 431,000	▲ 431,000	▲ 431,000	▲ 431,000	▲ 2,155,000	▲ 431,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 228,786	▲ 533,791	▲ 192,092	▲ 192,756	▲ 99,111	▲ 1,246,536	▲ 249,307	▲ 99,000	▲ 99,000	▲ 99,000	▲ 99,000	▲ 99,000	▲ 495,000	▲ 99,000	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	▲表示で記載
	電力量料金	－	－	－	－	－	0	0	－	－	－	－	－	0	0	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 712,508	▲ 1,164,767	▲ 561,696	▲ 536,997	▲ 765,280	▲ 3,741,248	▲ 748,250	▲ 766,000	▲ 766,000	▲ 766,000	▲ 766,000	▲ 766,000	▲ 3,830,000	▲ 766,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 163,877	▲ 267,896	▲ 129,191	▲ 123,510	▲ 176,015	▲ 860,489	▲ 172,098	▲ 177,000	▲ 177,000	▲ 177,000	▲ 177,000	▲ 177,000	▲ 885,000	▲ 177,000	▲表示で記載
四国電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 232,046	▲ 112,675	▲ 78,920	▲ 120,086	▲ 76,433	▲ 620,160	▲ 124,032	▲ 76,000	▲ 76,000	▲ 76,000	▲ 76,000	▲ 76,000	▲ 380,000	▲ 76,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 53,370	▲ 25,915	▲ 18,151	▲ 27,619	▲ 17,579	▲ 142,634	▲ 28,527	▲ 17,000	▲ 17,000	▲ 17,000	▲ 17,000	▲ 17,000	▲ 85,000	▲ 17,000	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 66,384	▲ 116,012	▲ 81,942	▲ 99,780	▲ 100,501	▲ 464,619	▲ 92,924	▲ 100,000	▲ 100,000	▲ 100,000	▲ 100,000	▲ 100,000	▲ 500,000	▲ 100,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 15,268	▲ 26,682	▲ 18,846	▲ 22,949	▲ 23,115	▲ 106,860	▲ 21,372	▲ 23,000	▲ 23,000	▲ 23,000	▲ 23,000	▲ 23,000	▲ 115,000	▲ 23,000	▲表示で記載
合計	電力量（千kWh）	▲ 7,559,276	▲ 11,424,315	▲ 8,926,847	▲ 8,865,646	▲ 10,975,692	▲ 47,751,776	▲ 9,550,355	▲ 10,975,000	▲ 10,975,000	▲ 10,975,000	▲ 10,975,000	▲ 10,975,000	▲ 54,875,000	▲ 10,975,000	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 1,738,929	▲ 2,627,634	▲ 2,053,177	▲ 2,039,284	▲ 2,524,564	▲ 10,983,588	▲ 2,196,718	▲ 2,524,000	▲ 2,524,000	▲ 2,524,000	▲ 2,524,000	▲ 2,524,000	▲ 12,620,000	▲ 2,524,000	▲表示で記載

［電気事業雑収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
契約超過金	▲ 81,234	▲ 129,667	▲ 81,975	▲ 411	▲ 372	▲ 293,659	▲ 58,732	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
違約金	▲ 38,406	▲ 49,851	▲ 50,185	352	0	▲ 138,090	▲ 27,618	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
諸貸付料	▲ 42	▲ 40	▲ 17	0	0	▲ 99	▲ 20	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
受託運転益	▲ 59,443	▲ 56,882	▲ 57,103	▲ 206,919	▲ 205,271	▲ 585,618	▲ 117,124	▲ 232,000	▲ 232,000	▲ 232,000	▲ 232,000	▲ 232,000	▲ 1,160,000	▲ 232,000	▲表示で記載
器具販売益	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
受託工事益	▲ 10,237	▲ 38,543	▲ 23,605	▲ 161,489	83,366	▲ 150,508	▲ 30,102	▲ 60,000	▲ 60,000	▲ 60,000	▲ 60,000	▲ 60,000	▲ 300,000	▲ 60,000	▲表示で記載
広告料	▲ 10,806	▲ 9,458	▲ 9,528	▲ 33,649	▲ 31,360	▲ 94,801	▲ 18,960	▲ 29,000	▲ 28,000	▲ 26,000	▲ 25,000	▲ 24,000	▲ 132,000	▲ 26,400	▲表示で記載
供給雑収	▲ 1,790,708	▲ 2,027,649	▲ 2,113,136	▲ 2,022,491	▲ 2,132,882	▲ 10,086,866	▲ 2,017,373	▲ 2,327,000	▲ 2,389,000	▲ 2,457,000	▲ 2,532,000	▲ 2,616,000	▲ 12,321,000	▲ 2,464,200	▲表示で記載
系統設置交付金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
広域系統整備交付金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
雑口	▲ 7,135,770	▲ 6,295,718	▲ 6,729,918	▲ 22,162,177	▲ 22,460,113	▲ 64,783,696	▲ 12,956,739	▲ 21,428,000	▲ 21,550,000	▲ 21,291,000	▲ 21,422,000	▲ 21,550,000	▲ 107,241,000	▲ 21,448,200	▲表示で記載
合計	▲ 9,126,646	▲ 8,607,808	▲ 9,065,467	▲ 24,586,784	▲ 24,746,632	▲ 76,133,337	▲ 15,226,667	▲ 24,076,000	▲ 24,259,000	▲ 24,066,000	▲ 24,271,000	▲ 24,482,000	▲ 121,154,000	▲ 24,230,800	▲表示で記載
（再掲）共架料	▲ 3,472,682	▲ 3,297,233	▲ 3,481,544	▲ 13,009,370	▲ 12,663,405	▲ 35,924,234	▲ 7,184,847	▲ 12,119,000	▲ 12,056,000	▲ 11,797,000	▲ 11,934,000	▲ 12,072,000	▲ 59,978,000	▲ 11,995,600	▲表示で記載
（参考）災害等扶助交付金	0	0	0	0	0	0	0	▲ 421,000	▲ 421,000	▲ 421,000	▲ 421,000	▲ 421,000	▲ 2,105,000	▲ 421,000	▲表示で記載

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

様式第3（第8条関係）

5年原価

7部門整理表

（単位：百万円）

	水力発電費			火力発電費			新エネルギー等発電等費			送電費			変電費			配電費			販売費			合計	帰属方法別（%）		
	計			計			計			計			計			計			計				直課	活動帰属基準	配賦基準
		固有	一般		固有	一般		固有	一般		固有	一般		固有	一般		固有	一般		固有	一般				
役員給与	－	－	－	－	－	－	－	－	－	81	－	81	89	－	89	210	－	210	120	－	120	500	－	100.0	－
給料手当	－	－	－	－	－	－	－	－	－	56,098	49,369	6,729	61,210	55,013	6,197	145,171	131,651	13,520	82,981	74,507	8,474	345,460	92.3	7.7	－
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲2,924	▲2,873	▲51	▲4,382	▲4,326	▲56	▲2,754	▲2,621	▲133	▲1,117	▲1,041	▲76	▲11,177	97.2	2.8	－
退職給与金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	6,434	－	6,434	7,029	－	7,029	16,677	－	16,677	9,527	－	9,527	39,667	92.2	7.8	－
厚生費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	11,109	9,966	1,143	12,354	11,105	1,249	29,540	26,577	2,963	16,734	15,040	1,694	69,737	89.9	10.1	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,743	1,495	248	3,310	3,039	271	4,152	3,507	645	2,355	1,987	368	11,560	86.7	13.3	－
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,031	900	131	1,165	1,021	144	6,427	6,086	341	608	413	195	9,231	91.2	8.8	－
修繕費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	60,239	59,842	397	39,085	38,787	298	500,182	497,220	2,962	1,309	－	1,309	600,815	99.2	0.8	－
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	7,365	7,272	93	222	219	3	922	910	12	53	52	1	8,562	98.7	－	1.3
賃借料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	56,713	46,938	9,775	19,890	12,796	7,094	97,814	81,869	15,945	11,924	－	11,924	186,341	76.0	21.8	2.2
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	60,884	60,884	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	60,884	100.0	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	40,605	40,605	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	40,605	100.0	－	－
委託費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	60,602	42,127	18,475	29,549	10,897	18,652	163,494	92,950	70,544	56,275	20,505	35,770	309,920	53.8	28.1	18.1
損害保険料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	157	155	2	71	70	1	211	209	2	－	－	－	439	98.9	－	1.1
普及開発関係費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,193	409	784	1,193	34.3	－	65.7
養成費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	338	－	338	369	－	369	1,474	597	877	587	86	501	2,768	24.7	75.3	－
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3,730	－	3,730	2,313	－	2,313	5,303	－	5,303	2,075	－	2,075	13,421	71.0	－	29.0
諸費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	18,929	6,697	12,232	15,473	2,108	13,365	62,266	30,542	31,724	33,426	15,292	18,134	130,094	42.0	－	58.0
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	250	250	－	250	100.0	－	－
固定資産税	－	－	－	－	－	－	－	－	－	51,481	51,465	16	35,031	35,005	26	66,505	63,646	2,859	903	－	903	153,920	97.5	2.5	－
雑税	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,212	894	318	3,345	2,468	877	653	482	171	50	37	13	5,260	73.8	－	26.2
減価償却費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	195,594	195,432	162	150,667	150,404	263	182,513	153,977	28,536	20,124	－	20,124	548,898	93.1	6.9	－
固定資産除却費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	71,635	71,619	16	34,942	34,916	26	34,510	31,719	2,791	882	－	882	141,969	97.4	2.6	－
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	175	175	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	175	100.0	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲555	▲555	－	▲510	▲510	－	－	－	－	－	－	－	▲1,065	100.0	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲214	－	▲214	▲106	－	▲106	▲163	－	▲163	▲1	－	▲1	▲484	－	100.0	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲226	－	▲226	▲132	－	▲132	▲412	－	▲412	▲72	－	▲72	▲842	－	－	100.0
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	－	－	－	－	－	－	－	－	－	13,580	－	13,580	7,926	－	7,926	24,674	－	24,674	4,310	－	4,310	50,490	－	－	100.0
電気事業報酬	－	－	－	－	－	－	－	－	－	61,188	－	61,188	34,601	－	34,601	72,385	－	72,385	2,085	－	2,085	170,259	95.4	4.6	－
合計	－	－	－	－	－	－	－	－	－	777,004	642,407	134,597	453,511	353,012	100,499	1,411,754	1,119,321	292,433	246,581	127,537	119,044	2,888,850	85.5	7.9	6.6

（記載注意）

1　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。

2　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　1　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。

2　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。

3　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第４（第１０条関係）

送配電関連費整理表

（単位　百万円）

	総離島等供給費				総アンシラリーサービス費	総送電費	受電用変電サービス費	配電用変電サービス費	低圧配電費	高圧配電費	需要家費	給電費	一般販売費	合計	帰属方法別（%）		
		水力発電費分	火力発電費分	新エネルギー等発電等費分											直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	－	－	－	－		81	56	33	39	140	118	27	6	500	22.4	24.0	53.6
給料手当	－	－	－	－		56,098	38,350	22,860	26,843	96,798	81,305	18,987	4,219	345,460	22.5	24.0	53.5
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－		▲2,924	▲2,745	▲1,637	▲509	▲1,837	▲1,212	▲256	▲57	▲11,177	29.8	10.0	60.2
退職給与金	－	－	－	－		6,434	4,404	2,625	3,084	11,120	9,336	2,180	484	39,667	22.5	24.0	53.5
厚生費	－	－	－	－		11,109	7,740	4,614	5,462	19,697	16,435	3,829	851	69,737	22.2	24.0	53.8
委託検針費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
委託集金費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
雑給	－	－	－	－		1,743	2,074	1,236	768	2,768	2,312	539	120	11,560	20.4	20.4	59.2
燃料費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
消耗品費	－	－	－	－		1,031	730	435	1,188	4,286	1,431	109	21	9,231	23.6	4.5	71.9
修繕費	－	－	－	－		60,239	29,337	9,748	69,385	250,206	181,557	288	55	600,815	40.1	6.7	53.2
水利使用料	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
補償費	－	－	－	－		7,365	32	190	170	615	156	33	1	8,562	87.9	－	12.1
賃借料	－	－	－	－		56,713	14,929	4,961	18,087	65,221	19,235	6,401	794	186,341	38.2	6.4	55.4
託送料	－	－	－	－		60,884	－	－	－	－	－	－	－	60,884	100.0	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－		40,605	－	－	－	－	－	－	－	40,605	100.0	－	－
委託費	－	－	－	－		60,602	22,179	7,370	23,864	86,054	98,691	9,591	1,569	309,920	42.9	－	57.1
損害保険料	－	－	－	－		157	10	61	39	141	31	－	－	439	42.8	－	57.2
普及開発関係費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	1,193	1,193	100.0	－	－
養成費	－	－	－	－		338	231	138	272	983	642	134	30	2,768	20.1	21.2	58.7
研究費	－	－	－	－		3,730	1,256	1,057	979	3,532	1,224	1,612	31	13,421	49.2	－	50.8
諸費	－	－	－	－		18,929	9,694	5,779	11,514	41,518	25,077	16,492	1,091	130,094	30.9	－	69.1
貸倒損	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	250	250	100.0	－	－
固定資産税	－	－	－	－		51,481	21,521	13,510	13,129	47,346	6,911	－	22	153,920	37.4	23.3	39.3
雑税	－	－	－	－		1,212	2,096	1,249	121	435	133	11	3	5,260	24.9	－	75.1
減価償却費	－	－	－	－		195,594	92,559	58,108	36,032	129,932	25,344	11,109	220	548,898	40.7	29.1	30.2
固定資産除却費	－	－	－	－		71,635	21,466	13,476	6,813	24,568	3,989	－	22	141,969	52.7	25.2	22.1
共有設備費等分担額	－	－	－	－		175	－	－	－	－	－	－	－	175	100.0	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－		▲555	▲320	▲190	－	－	－	－	－	▲1,065	52.1	－	47.9
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	875	－	－	－	－	－	－	－	875	100.0	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	381,660	－	－	－	－	－	－	－	－	381,660	100.0	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
非化石証書購入費	－	－		－										－			
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－		▲214	▲66	▲40	▲30	▲109	▲25	－	－	▲484	49.2	21.9	28.9
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－		▲226	▲83	▲49	▲76	▲275	▲113	▲16	▲4	▲842	34.1	－	65.9
開発費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
開発費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
株式交付費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
社債発行費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
法人税等	－	－	－	－		13,580	4,966	2,960	4,871	17,566	5,342	986	219	50,490	31.3	－	68.7
電気事業報酬	－	－	－	－		61,188	21,679	12,922	14,290	51,531	8,513	76	60	170,259	39.8	1.0	59.2
自社アンシラリーサービス費					－									－			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	▲100	－	－	－	－	－	－	－	▲100	100.0	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	100.0	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	－	－	－	－	381,660	777,779	292,095	161,416	236,335	852,236	486,432	72,132	11,200	3,271,285	46.7	12.1	41.2

（記載注意）

1　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。
2　自社アンシラリーサービス費の欄には、第８条第１項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。
3　その他は、様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第１１条関係）

送配電関連費明細表

（単位 百万円）

	総離島等供給費									総アンシラリーサービス費			総送電費			受電用変電サービス費			配電用変電サービス費			低圧配電費			高圧配電費			給電費			需要家費	合計
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電等費分																								
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変		
役員給与	－	－	－	－	－	－	－	－	－				81	81	－	56	56	－	33	33	－	39	39	－	140	140	－	27	27	－	118	494
給料手当	－	－	－	－	－	－	－	－	－				56,098	56,098	－	38,350	38,350	－	22,860	22,860	－	26,843	26,843	－	96,798	96,798	－	18,987	18,987	－	81,305	341,241
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				▲2,924	▲2,924	－	▲2,745	▲2,745	－	▲1,637	▲1,637	－	▲509	▲509	－	▲1,837	▲1,837	－	▲256	▲256	－	▲1,212	▲11,120
退職給与金	－	－	－	－	－	－	－	－	－				6,434	6,434	－	4,404	4,404	－	2,625	2,625	－	3,084	3,084	－	11,120	11,120	－	2,180	2,180	－	9,336	39,183
厚生費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				11,109	11,109	－	7,740	7,740	－	4,614	4,614	－	5,462	5,462	－	19,697	19,697	－	3,829	3,829	－	16,435	68,886
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	－	－	－	－	－	－				1,743	1,743	－	2,074	2,074	－	1,236	1,236	－	768	768	－	2,768	2,768	－	539	539	－	2,312	11,440
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				1,031	516	515	730	365	365	435	218	217	1,188	594	594	4,286	2,143	2,143	109	55	54	1,431	9,210
修繕費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				60,239	60,239	－	29,337	29,337	－	9,748	9,748	－	69,385	69,385	－	250,206	250,206	－	288	288	－	181,557	600,760
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				7,365	7,365	－	32	32	－	190	190	－	170	170	－	615	615	－	33	33	－	156	8,561
賃借料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				56,713	56,713	－	14,929	14,929	－	4,961	4,961	－	18,087	18,087	－	65,221	65,221	－	6,401	6,401	－	19,235	185,547
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				60,884	58,204	2,680	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	60,884
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				40,605	－	40,605	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	40,605
委託費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				60,602	60,602	－	22,179	22,179	－	7,370	7,370	－	23,864	23,864	－	86,054	86,054	－	9,591	9,591	－	98,691	308,351
損害保険料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				157	157	－	10	10	－	61	61	－	39	39	－	141	141	－	－	－	－	31	439
普及開発関係費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
養成費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				338	338	－	231	231	－	138	138	－	272	272	－	983	983	－	134	134	－	642	2,738
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				3,730	3,730	－	1,256	1,256	－	1,057	1,057	－	979	979	－	3,532	3,532	－	1,612	1,612	－	1,224	13,390
諸費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				18,929	18,929	－	9,694	9,694	－	5,779	5,779	－	11,514	11,514	－	41,518	41,518	－	16,492	16,492	－	25,077	129,003
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	－	－	－	－	－	－	－	－	－				51,481	51,481	－	21,521	21,521	－	13,510	13,510	－	13,129	13,129	－	47,346	47,346	－	－	－	－	6,911	153,898
雑税	－	－	－	－	－	－	－	－	－				1,212	1,212	－	2,096	2,096	－	1,249	1,249	－	121	121	－	435	435	－	11	11	－	133	5,257
減価償却費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				195,594	195,594	－	92,559	92,559	－	58,108	58,108	－	36,032	36,032	－	129,932	129,932	－	11,109	11,109	－	25,344	548,678
固定資産除却費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				71,635	71,635	－	21,466	21,466	－	13,476	13,476	－	6,813	6,813	－	24,568	24,568	－	－	－	－	3,989	141,947
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－				175	175	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	175
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				▲555	▲555	－	▲320	▲320	－	▲190	▲190	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲1,065
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	875	875	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	875
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	381,660	308,616	73,044	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	381,660
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				▲214	▲214	－	▲66	▲66	－	▲40	▲40	－	▲30	▲30	－	▲109	▲109	－	－	－	－	▲25	▲484
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				▲226	▲226	－	▲83	▲83	－	▲49	▲49	－	▲76	▲76	－	▲275	▲275	－	▲16	▲16	－	▲113	▲838
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	－	－	－	－	－	－	－	－	－				13,580	13,580	－	4,966	4,966	－	2,960	2,960	－	4,871	4,871	－	17,566	17,566	－	986	986	－	5,342	50,271
電気事業報酬	－	－	－	－	－	－	－	－	－				61,188	61,188	－	21,679	21,679	－	12,922	12,922	－	14,290	14,290	－	51,531	51,531	－	76	76	－	8,513	170,199
自社アンシラリーサービス費										－	－	－																				－
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲100	▲100	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲100
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	－	－	－	－	－	－	－	－	－	381,660	308,616	73,044	777,779	733,979	43,800	292,095	291,730	365	161,416	161,199	217	236,335	235,741	594	852,236	850,093	2,143	72,132	72,078	54	486,432	3,260,085

（記載注意）
様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第5の2（第11条の2関係）

発電側比率整理表

発電側の延契約電力		需要側の延契約電力	発電側比率
①（10^3kW）	②（10^3kW）	（10^3kW）	（%）
391,958	473,291	769,665	31.5

（記載注意）
1　発電側の延契約電力①に関しては、第11条の2第1項第1号の規定により算定された値から同項第2号及び第3号の規定により算定された値を合計して得た値を差し引いた値を、同②に関しては、同項第1号の規定により算定された値から同項第3号の規定により算定された値を差し引いた値を記載すること。
2　需要側の延契約電力に関しては、第11条の2第1項第4号の値を記載すること。

様式第5の3（第11条の3関係）

送配電関連固定費整理表

（単位　百万円）

発電側送配電関連固定費		需要側送配電関連固定費		
総送電費	受電用変電サービス費	総送電費	受電用変電サービス費	その他
185,164	73,596	548,815	218,134	1,627,727

（記載注意）

1　様式第3の注1及び2と同様とすること。

2　その他に関しては、需要側送配電関連固定費のうち、総送電費及び受電用変電サービス費以外の合計した値を記載すること。

様式第６（第12条関係）

送配電関連需要明細表

	最大電力（10^3kW）	延契約電力（10^3kW）	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電等量（10^6kWh）	口数（口）	販売電力量（10^6kWh）
			夏期	冬期			
特別高圧需要	6,763	－	6,644	5,785	43,333	27,024	42,163
高 圧 需 要	11,820	201,982	11,743	9,842	45,764	1,590,408	43,887
低 圧 需 要	10,457	478,959	8,784	9,317	53,181	170,921,494	49,033
合　　計	29,040	680,941	27,171	24,944	142,278	172,538,926	135,084

（注）上記はいずれも規制期間における各年度の平均値。

様式第7（第24条関係）

送配電関連費発電及び三需要種別計算表

（単位　百万円）

需要種別等		固定費			可変費			需要家費			合計		
		計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加
需要側	特別高圧需要	282,423	289,373	▲ 6,950	153,096	35,714	117,382 ＜43,920＞	6,583	6,596	▲ 13	442,102	331,683	110,419
需要側	高圧需要	792,434	800,340	▲ 7,906	161,575	38,807	122,768 ＜46,384＞	21,581	21,625	▲ 44	975,590	860,772	114,818
需要側	低圧需要	1,294,597	1,304,963	▲ 10,366	184,687	45,696	138,991 ＜53,901＞	457,304	458,211	▲ 907	1,936,588	1,808,870	127,718
発電側		258,760	258,760	－							258,760	258,760	－

（記載注意）
1　需要側の固有の欄には第13条第2項で整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費を、追加の欄には、第23条で整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費を記載すること。固定費に係る発電側の固有の欄には第11条の3第1項で抽出された発電側送配電関連固定費を、追加の欄には、第22条の2第2項で整理された追加発電側送配電関連固定費を記載すること。
2　特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要の＜＞内には、賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当として第15条第2項で整理された追加可変費を内数として記載すること。
3　その他は、様式第3の注2と同様とすること。

様式第7の2（第25条関係）

発電側託送供給料金割引額設定表

単位（百万円、10³kW）

基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合									
発電側送配電関連原価等のうち、基幹系統分	当該基幹系統分のうち、半額	割引額（円/kW・月）	発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち						
			計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）	割引額の半額（円/kW・月）	割引額の四半の額（円/kW・月）
90,008	45,004	29.26	32,308	24,982	7,326	16,154	10.50	5.25	2.63

特別高圧系統の設備投資の効率化に資するものである場合							
発電側送配電関連原価等のうち、特別高圧系統分	当該特別高圧系統分の半額	割引額（円/kW・月）	発電側送配電関連原価等における特別高圧系統分のうち				
			計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）
168,752	84,376	54.86	61,291	47,712	13,579	30,646	19.93

（記載注意）
様式第3の注1及び2と同様とすること。

様式第8（第25条関係）

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表
及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

（単位　百万円）

需要種別等		固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量又は発受電等量（10^6kWh）	単価（円/kWh）	想定料金収入
需要側	特別高圧需要	282,423	153,096	6,583	442,102	210,816	2.10	442,308
	高圧需要	792,434	161,575	21,581	975,590	219,437	4.45	975,692
	低圧需要	1,294,597	184,687	457,304	1,936,588	245,166	7.90	1,936,264
発電側		258,760			258,760	451,091	0.57	258,755

（記載注意）様式第3の注1及び2と同様とすること。

（注）上記の三需要種別ごとの単価は、いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。
2024年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は以下のとおり。
特別高圧需要：2.03円/kWh
高圧需要：　4.34円/kWh
低圧需要：　7.82円/kWh

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則
事業者設定基準届出書

関送企発　第13号
2023年12月1日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

大阪市北区中之島3丁目6番16号
関西電力送配電株式会社
代表取締役社長　白銀　隆之

別表に掲げる一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定により，別紙のとおり事業者設定基準を定めたので届け出ます。

（別表）

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則	
第８条第４項	第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第９条第２項	第９条第１項第５号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第１１条第２項	送配電関連固定費又は送配電関連可変費への配分基準
第１２条第２項	第１２条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
第１６条第２項	託送収益、事業者間精算収益及び電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）の需要側送配電関連固定費、送配電関連可変費又は需要家費への配分基準
第２５条第５項	送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準

（別紙）

第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第８条第４項関係］

１．第８条第３項に規定する基準

一般送配電事業者は、前項の規定により同項第八号に掲げる部門に整理された基礎原価等項目を、別表第二第一表及び第二表に規定する基準により、同項第一号から第七号までに掲げる部門にそれぞれ配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等、変電費及び販売費の整理の基準

１．一般管理費等へ整理された基礎原価等項目ごとの額の７部門（水力発電費、火力発電費、新エネルギー等発電等費、送電費、変電費、配電費及び販売費）への整理の基準
（２）（１)の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を、第２表に定める活動帰属基準（代表的な物量又は金額の比率をいう。以下同じ。）又は配賦基準（他の基礎原価等項目において整理済みの物量又は金額の比率をいう。以下この表において同じ。）を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準、配賦基準分類表

	活動帰属基準	配賦基準
賃借料	各部門業務用建物床面積比（建物については、賃借物件に限る。）	－
委託費	－	各部門業務用建物床面積比（建物については、自己所有物件及び賃借物件とする。）
電気事業報酬	－	内容ごとに各部門設備別帳簿価額比

２．設定した基準

		活動帰属基準	配賦基準
賃借料	業務用建物 等賃借料	各部門業務用建物床面積比 （建物については、賃借物件に限る。）	－
	寮･社宅賃借料	直課された各部門人員数比	－
	機械賃借料	直課された各部門人員数比	－
	その他賃借料	－	直課された各部門賃借料比
委託費	事業所管理 委託費	各部門業務用建物床面積比 （建物については、自己所有物件に限る。）	－
	業務機械化 委託費	直課された各部門人員数比	－
	その他委託費	－	各部門業務用建物面積比 （建物については、自己所有物件及び賃借物件とする。）
電気事業報酬	特定固定資産	各部門業務用建物床面積比 （建物については、自己所有物件に限る。）	－
	建設中固定資産	各部門業務用建物床面積比 （建物については、自己所有物件に限る。）	－
	運転資本 （営業資本）	各部門営業資本比	－

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

一般管理費の配分にあたり、別表第２第２表に定める基準に比べ、より適切な整理を行うための客観的かつ合理的な配分基準として、費用の発生についてより関連がみられる〔２．設定した基準〕に掲げる活動帰属基準及び配賦基準を設定することとした。

（別紙）

第９条第１項第５号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第９条第２項関係］

１．第９条第１項第５号に規定する基準

販売費の部門の第一次整理原価を、基礎原価等項目ごとに、別表第二第一表及び第二表に規定する基準により、離島供給費、指定区域供給費及び非離島等供給費に整理し、それぞれに整理された販売費の第一次整理原価を、給電設備に係る第一次整理原価（沖縄電力にあっては、特定小売料金算定規則第二十条第四項第二号の規定により、離島等供給費に整理されたもの及び同項第三号の規定により、ネットワーク給電費に整理されたものをいう。以下「給電費」という。）、調定及び集金に係る第一次整理原価（沖縄電力にあっては、同項第二号の規定により、離島等供給費に整理されたもの及び同項第四号の規定により、ネットワーク需要家費に整理されたものをいう。以下「販売需要家費」という。）並びにその他販売費（沖縄電力にあっては、同項第二号の規定により、離島等供給費に整理されたもの及び同項第五号の規定により、ネットワーク一般販売費に整理されたものをいう。以下「一般販売費」という。）に配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等、変電費及び販売費の整理の基準

４．離島供給費、指定区域供給費及び非離島等供給費へ整理された販売費の給電費、販売需要家費及び一般販売費への整理の基準 (２)　(１)の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を、第２表に定める活動帰属基準又は配賦基準を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準、配賦基準分類表

	活動帰属基準	配賦基準
電気事業報酬	－	直課された人員数比

２．設定した基準

		活動帰属基準	配賦基準
電気事業報酬	特定固定資産	各部門業務用建物床面積比（建物については、自己所有物件に限る。）	－
	建設中の資産	各部門業務用建物床面積比（建物については、自己所有物件に限る。）	－
	運転資本（営業資本）	－	直課された人員数比

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

販売費の配分にあたり、別表第２第２表に定める基準に比べ、より適切な整理を行うための客観的かつ合理的な配分基準として、費用の発生についてより関連がみられる〔２．設定した基準〕に掲げる活動帰属基準及び配賦基準を設定することとした。

（別紙）

送配電関連固定費又は送配電関連可変費への配分基準
［第１１条第２項関係］

	配　分　基　準
給料手当 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
給料手当振替額（貸方） （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
雑給 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
消耗品費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費と送配電関連可変費の割合が一対一となるように整理する。
修繕費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
託送料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。
事業者間精算費	送配電関連可変費に整理する。
委託費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
養成費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
諸費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
地帯間購入送電費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。
他社購入電源費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。
建設分担関連費振替額（貸方） （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方） （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
地帯間販売送電料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。

（別紙）

第１２条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
［第１２条第２項関係］

１．第１２条第１項第６号に規定する値

月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

２．設定した値

第１３条第２項第７号に掲げる需要家費のうち、需要家設備関連費用の配分については、第１２条第２項の規定により、同条第６項第１号の割合を同条第１項第６号に定める値によらず、設備の差異・費用の発生の原因等を反映した値により算定する。

具体的には、配電設備のうち、架空引込線・地中引込線・計器に係る費用及び屋内配線の点検委託に係る費用については、口数比で配分せずに、各設備に対応する電圧区分に応じて、三需要種別に直接整理するものとする。

３．事業者の実情に応じた値により算定することが適当である理由

需要家設備関連費用の配分にあたり、設備の差異・費用の発生の原因等を反映した値とすることとした。

（別紙）

託送収益、事業者間精算収益及び電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）の需要側送配電関連固定費、送配電関連可変費又は需要家費への配分基準

［第１６条第２項関係］

	配　分　基　準
託送収益	電力量の多寡によらない料金を需要側送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。
事業者間精算収益	送配電関連可変費に整理する。
電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）	電力量の多寡によらない料金を需要側送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。

（別紙）

送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準
［第２５条第５項関係］

基準託送供給料金は送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した以下の基準により設定する。

１．料金の種類

送配電関連設備の利用形態、使用期間に応じた原価差を考慮して、接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金、予備送電サービス料金、系統連系受電サービス料金を設定する。

接続送電サービス料金は標準接続送電サービス、昼間時間と夜間時間の送配電関連設備の利用状況の格差を踏まえた時間帯別接続送電サービス、自己等への電気の供給において、ごく限られた時間のみ託送制度を利用することに配慮した従量接続送電サービスおよび低圧で供給し電灯または小型機器を使用する場合に使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた電灯定額接続送電サービスを設定する。また、臨時接続送電サービス料金は臨時接続送電サービス、低圧で供給する場合に使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた臨時定額接続送電サービスを設定する。また、高圧または特別高圧で供給する場合における標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスについては、契約者が希望され当社との協議が整ったときは、時間帯区分ごとの最大需要電力等を踏まえて割引額を算定し、基本料金および電力量料金の合計から差し引くこととする。

系統連系受電サービス料金は、基幹系統の将来的な投資効率化効果および電気の潮流状況の改善に資する効果や、特別高圧系統の将来的な投資効率化効果を踏まえて、割引対象変電所等および割引区分・割引単価を定める系統設備効率化割引を設定し、受電地点について当社が選定する連系変電所等が割引対象変電所等の場合は、割引区分に応じた割引額を算定し、基本料金および電力量料金の合計から差し引くこととする。

２．料金制

基準託送供給料金は基本料金と電力量料金とを組み合わせた二部料金制、従量料金制および定額制により設定する。

託送供給等約款変更認可申請書

2023年12月１日

中国電力ネットワーク株式会社

託送供給等約款変更認可申請書

企託サ　第37号
2023年12月１日

経済産業大臣　西　村　康　稔　殿

広島市中区小町4番33号
中国電力ネットワーク株式会社
代表取締役社長　長谷川　宏之

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので、電気事業法第18条第１項の規定により申請します。

変更の内容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実施期日	2024年４月１日

別紙

託 送 供 給 等 約 款

2024年４月１日実施

中国電力ネットワーク株式会社

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　総　　則…… 1

1　適　　用…… 1
2　託送供給等約款の認可および変更…… 2
3　定　　義…… 2
4　代表契約者の選任…… 9
5　託送供給等に関する取扱い…… 9
6　単位および端数処理……10
7　実施細目……11

Ⅱ　契約の申込み……12

8　契約の要件……12
9　検討および契約の申込み……16
10　契約の成立および契約期間……25
11　託送供給等の開始……27
12　供給準備その他必要な手続きのための協力……27
13　電気方式、電圧および周波数……27
14　発電場所および需要場所……30
15　供給および契約の単位……32
16　承諾の限界……36
17　契約書の作成……37

Ⅲ　料　　金……38

18　料　　金……38

19　接続送電サービス……40
20　臨時接続送電サービス……68
21　予備送電サービス……79
22　系統連系受電サービス……82
23　発電量調整受電計画差対応電力……86
24　接続対象計画差対応電力……88
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力……89
26　給電指令時補給電力……90

Ⅳ　料金の算定および支払い……93

27　料金の適用開始の時期……93
28　検 針 日……93
29　料金の算定期間……94
30　計　　量……96
31　電力および電力量の算定……97
32　損 失 率…… 117
33　料金の算定…… 117
34　支払義務の発生および支払期日…… 121
35　料金その他の支払方法…… 123
36　保 証 金…… 127
37　連帯責任…… 129

Ⅴ　供　　給…… 130

38　託送供給等の実施…… 130
39　給電指令の実施等…… 134
40　適正契約の保持等…… 139
41　契約超過金…… 140

42　力率の保持…… 143
43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施…… 143
44　託送供給等にともなう協力…… 144
45　託送供給等の停止…… 145
46　託送供給等の停止の解除…… 147
47　託送供給等の停止期間中の料金…… 147
48　違 約 金…… 147
49　損害賠償の免責…… 148
50　設備の賠償…… 149

Ⅵ　契約の変更および終了…… 150

51　契約の変更…… 150
52　名義の変更…… 152
53　契約の廃止…… 153
54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金
　　および工事費の精算…… 154
55　解 約 等…… 158
56　契約消滅後の債権債務関係…… 161

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事…… 162

57　受電地点、供給地点および施設…… 162
58　架空引込線…… 164
59　地中引込線…… 165
60　連接引込線等…… 167
61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法…… 168
62　引込線の接続…… 168
63　計量器等の取付け…… 168

64　通信設備等の施設…… 170
65　専用供給設備…… 170

Ⅷ　**工事費の負担**…… 172

66　受電地点への供給設備の工事費負担金…… 172
67　受電用計量器等の工事費負担金…… 177
68　会社間連系設備の工事費負担金…… 177
69　供給地点への供給設備の工事費負担金…… 177
70　工事費負担金の申受けおよび精算…… 186
71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の
　　費用の申受け…… 189
72　臨時工事費…… 189
73　工事費等に関する契約書の作成…… 190

Ⅸ　**保　　安**…… 191

74　保安の責任…… 191
75　保安等に対する発電者および需要者の協力…… 191
76　調　　査…… 192
77　調査等の委託…… 192
78　調査に対する需要者の協力…… 192
79　検査または工事の受託…… 193
80　自家用電気工作物…… 193

附　　則…… 194
別　　表…… 259

Ⅰ　総　　則

1　適　　用

当社が、小売電気事業、当社以外の一般送配電事業、特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は、この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお、この約款において託送供給および電力量調整供給とは、次のものをいいます。

（１）　託送供給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接続供給

当社が契約者から受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所以外の当社の供給区域（鳥取県、島根県、岡山県、広島県、山口県、兵庫県の一部、香川県の一部および愛媛県の一部をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において、契約者の小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振替供給

当社が契約者から小売電気事業、当社以外の一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所以外の会社間連系点において、契約者に、その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

（２） 電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から、当社が行なう託送供給に係る小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所において、発電契約者に、発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から、特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で、電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所において、需要抑制契約者に、需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

２　託送供給等約款の認可および変更

（１） この約款は、電気事業法第18条第１項の規定にもとづき、経済産業大臣の認可を受けたものです。

（２） 当社は、経済産業大臣の認可を受け、または経済産業大臣に届け出て、この約款を変更することがあります。この場合には、料金および必要となるその他の供給条件は、変更後の託送供給等約款によります。

３　定　　義

次の言葉は、この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

（１） 契 約 者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する

小売電気事業者、一般送配電事業者、特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

（２） 発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

（３） 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

（４） 発 電 者

小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

（５） 需 要 者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

（６） 低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

（７） 高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

（８） 特別高圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

（９） 受電地点

当社が、託送供給に係る電気を契約者から受電する地点、発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10) 発電場所

発電者が、発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11)　供給地点

当社が、託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12)　需要場所

需要者が、契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13)　会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

(14)　中継振替

会社間連系点を受電地点とし、他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15)　地内振替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし、会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(16)　発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で、受電地点において、当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

(17)　発電量調整受電電力量

受電地点において、当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(18)　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で、発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(19)　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で、発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(20)　接続受電電力

　接続供給の場合で、受電地点において、当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

(21)　接続受電電力量

　受電地点において、当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(22)　接続供給電力

　供給地点において、当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

(23)　接続供給電力量

　供給地点において、当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(24)　接続対象電力

　接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

(25)　接続対象電力量

　接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

(26)　接続対象計画電力

　接続対象電力の計画値で、契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(27)　接続対象計画電力量

　接続対象電力量の計画値で、契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(28)　需要抑制量調整受電電力

　需要抑制量調整供給の場合で、受電地点において、当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

(29)　需要抑制量調整受電電力量

　受電地点において、当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供

給に係る電気の電力量をいいます。

(30)　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で、需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(31)　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で、需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(32)　ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で、需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(33)　損 失 率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(34)　契約電力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって、接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

(35)　契約容量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって、接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

(36)　契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で、契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては、同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。

(37)　同時最大受電電力

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で、発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとに

あらかじめ定めた値をいいます。

(38)　最大連系電力等

低圧で受電する場合は、発電量調整受電電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で受電する場合は、30分ごとの連系電力の最大値であって、記録型計量器により計量される値をいいます。

(39)　最大需要電力等

低圧で供給する場合は、接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は、30分ごとの需要電力の最大値であって、記録型計量器により計量される値をいいます。

(40)　発電バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(18) イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(19) イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

(41)　需要バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(20) に定める接続対象計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(21) に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

(42)　需要抑制バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(22) に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(23) に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

(43)　電　　灯

白熱電球、けい光灯、ネオン管灯、水銀灯等の照明用電気機器（付属装置

を含みます。）をいいます。

(44)　小型機器

主として住宅、店舗、事務所等において単相で使用される、電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし、急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し、または妨害するおそれがあり、電灯と併用できないものは除きます。

(45)　動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(46)　契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(47)　契約主開閉器

契約上設定される遮断器であって、定格電流を上回る電流に対して電路を遮断し、需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

(48)　定期検査

電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。

(49)　定期補修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

(50)　給電指令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）の運用または需要者の電気の使用等について、当社から指令することをいいます。

(51)　昼間時間

毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、１月２日、１月３日、１月４日、５月１日、５月２日、12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

(52)　夜間時間

昼間時間以外の時間をいいます。

(53)　貿易統計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(54)　離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし、毎年１月１日から３月31日までの期間、２月１日から４月30日までの期間、３月１日から５月31日までの期間、４月１日から６月30日までの期間、５月１日から７月31日までの期間、６月１日から８月31日までの期間、７月１日から９月30日までの期間、８月１日から10月31日までの期間、９月１日から11月30日までの期間、10月１日から12月31日までの期間、11月１日から翌年の１月31日までの期間または12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は、翌年の２月29日までの期間といたします。）をいいます。

４　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き、１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合、当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし、この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を、代表契約者としてあらかじめ選任していただき、かつ、契約者が行なう、当社との手続きおよび協議、ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は、代表契約者を通じて行なっていただきます。また、当社は、契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし、当社は、必要に応じて、代表契約者以外の契約者と、協議等をさせていただくことがあります。

５　託送供給等に関する取扱い

当社は、とくに必要となる場合を除き、当社の専用窓口を通じて、この約款

の実施取扱いをいたします。この場合、当社は、託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については、託送供給、電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

6　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は、次のとおりといたします。

（1）　契約負荷設備の個々の容量の単位は、1ワットまたは1ボルトアンペアとし、その端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。

（2）　契約容量の単位は、1キロボルトアンペアとし、その端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。

（3）　発電量調整受電電力、発電量調整受電計画電力、接続受電電力、接続供給電力、接続対象電力、接続対象計画電力、需要抑制量調整受電電力、需要抑制量調整受電計画電力、契約電力、契約受電電力、同時最大受電電力、最大連系電力等、最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は、次の場合を除き、1キロワットとし、その端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）（2）イまたは20（臨時接続送電サービス）（2）イ（ロ）を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは、契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）（2）イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは、契約電力を1キロワットといたします。

（4）　発電量調整受電電力量、発電量調整受電計画電力量、接続受電電力量、接続供給電力量、接続対象電力量、接続対象計画電力量、需要抑制量調整受電電力量、需要抑制量調整受電計画電力量、ベースライン、発電量調整受電計

画差対応補給電力量、発電量調整受電計画差対応余剰電力量、接続対象計画差対応補給電力量、接続対象計画差対応余剰電力量、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量、給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は、１キロワット時とし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし、低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は、最小位までといたします。

（５） 力率の単位は、１パーセントとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（６） 料金その他の計算における合計金額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

７ 実施細目

この約款の実施上必要な細目的事項は、そのつど契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお、当社は、必要に応じて、需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

８　契約の要件

（１）　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合、契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合、契約者が営む小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしたがい、かつ、別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は、契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は、契約者が、当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者および需要者が、当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。

リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たすこと。

（イ）　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

（ロ）　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は、当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

（ハ）　需要者が契約者と同一の者、または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

（２）　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしたがい、かつ、系統連系技術要件を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は、発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が当社を代理して、発電者との間で、系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。

ヘ　発電契約者が、原則として、18（料金）（３）に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金を、34（支払義務の発生および支払期日）（４）に定める期日までの間、当社に代わり、発電者から受領し、当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。

ト　発電契約者が、35（料金その他の支払方法）（３）ロの場合を除き、18（料金）（３）に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。

チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合、発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。

リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合、発電契約者が、当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。

ヌ　発電契約者が、発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ、かつ、発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ただし、当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については、ホ、ヘ、ト、チおよびリの要件を除きます。

なお、当社は、発電契約者に対して、系統連系受電契約の締結または変更について、当社を代理する権利を付与いたします。

（３）　発電者が系統連系受電契約を希望される場合は、次の要件を満たしていた

だきます。

イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合、発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしたがい、かつ、系統連系技術要件を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は、発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電者が、原則として、18（料金）（３）に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。

ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。

ただし、発電契約者と同一の者である発電者については、イおよびホの要件を除きます。

（４）　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で、次のいずれにも該当すること。

（イ）　需要者に対して、次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し、当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

b　需要抑制の実施頻度及び時期

（ロ）　（イ）によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

（ハ）　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し、実施および維持することができること。

（ニ）　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し、実施および維持できること。

（ホ）　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう、当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上、需要場所が30（計量）（３）に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合、発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合、発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望され

る場合は、あらかじめこの約款を承認のうえ、次の手続きにより、契約者から託送供給の申込み、発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

なお、電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は、無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また、発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については、その容量を明らかにしていただき、21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置、蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

（1） 受電側接続検討の申込み

イ　当社は、契約者または発電契約者から小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また、接続供給または振替供給の場合は、受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり、供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお、他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については、受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は、接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち、次の事項を明らかにして、当社所定の様式により、受電側接続検討の申込みをしていただきます。

（イ） 接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電

事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

（ロ）　振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供給地点

e　振替供給の開始希望日

（ハ）　発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称、発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式、発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

（イ）　当社は、原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。

（ロ）　当社は、１受電地点１検討につき22万円を検討料として、受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし、次の場合には、検討料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後、他の発電契約者の契約の申込みにともな

う連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等、受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で、かつ、検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

（２） 供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は、契約者が希望される場合に、契約者に小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり、工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は、次の事項を明らかにして、当社所定の様式により、供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合、契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

（イ） 需要者の名称、用途、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

（ロ） 契約電力または契約容量

（ハ） 供給地点における供給電気方式および供給電圧

（ニ） 負荷設備または主開閉器

（ホ） 接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備、契約電力または契約容量については、１年間を通じての最大の負荷を基準として、契約者から申し出ていただきます。この場合、１年間を通じての最大の負荷を確認するため、必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は、原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

（３） 需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は、需要抑制契約者が希望される場合に、特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり、工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は、次の事項を明らかにして、当社所定の様式により、需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合、需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

（イ） 需要抑制契約者の名称

（ロ） 需要者の名称、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

（ハ） 需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は、原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

（４） 契約の申込み

契約者は、（１）ロ（イ）または（ロ）の事項およびイまたはロの事項を、発電契約者は、（１）ロ（ハ）の事項およびハの事項を、需要抑制契約者は、ニの事項を明らかにして、当社所定の様式により、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合、８（契約の要件）（１）へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し、８（契約の要件）（２）ホに定める要件を満たすことを証明する文書および８（契約の要件）（２）ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）（４）ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし、発電契約者と発電

者との間で締結する電力受給に関する契約等において、発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合、契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で、当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは、当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお、自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、８（契約の要件）（１）リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また、発電量調整供給契約を希望される場合で、電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下、「系統連系保証金」といい、その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは、系統連系保証金をお支払いいただき、かつ、電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは、当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ、（１）の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第13条第２項第10号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただく

ものとし、需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、８（契約の要件）（４）イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

（イ）　需要者の名称、用途、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

（ロ）　供給地点における供給電気方式および供給電圧

（ハ）　需要場所における負荷設備、主開閉器、受電設備および発電設備等

（ニ）　契約電力または契約容量

（ホ）　契約受電電力

（ヘ）　希望される接続送電サービス、臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

（ト）　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

（チ）　電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

（リ）　電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

（ヌ）　連絡体制

（ル）　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には、契約使用期間

なお、負荷設備、契約電力または契約容量については、１年間を通じての最大の負荷を基準として､契約者から申し出ていただきます。この場合、１年間を通じての最大の負荷を確認するため、必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

（イ）　連絡体制

（ロ）　当社が小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には、当該振替供

給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ　発電量調整供給の場合

（イ）　発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号

（ロ）　契約受電電力および同時最大受電電力

（ハ）　発電量調整受電計画電力

（ニ）　電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

（ホ）　電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

（ヘ）　連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

（イ）　需要抑制契約者の名称

（ロ）　需要抑制量調整受電計画電力

（ハ）　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する、需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で、当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは、需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

（ニ）　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

（ホ）　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

（ヘ）　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

（ト）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）(14) イまたはロ

（チ）　電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称

および調達量の計画値

（リ） 電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

（ヌ） 需要抑制量調整供給の開始希望日

（ル） 連絡体制

なお、需要抑制バランシンググループごとの（ト）の算定方法となる31（電力および電力量の算定）（14）イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

（５） 当社は、接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について、当日等の利用分および翌日等の利用分に限り、（４）に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また、当社は、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について、当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合、当該申込方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお、契約者に係る基本契約の契約期間は、契約者と当社との協議が整った日から１年間とし、契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は、契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また、契約者に係る基本契約で定める事項について、基本契約書を作成いたします。

（６） 当社は、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について、当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要とな

る事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお、発電契約者に係る基本契約の契約期間は、発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし、契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は、契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また、発電契約者に係る基本契約で定める事項について、基本契約書を作成いたします。

（７） 当社は、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について、当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお、需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は、需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし、契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は、契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また、需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について、基本契約書を作成いたします。

10　契約の成立および契約期間

（１） 接続供給契約は、接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに、振替供給契約は、振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに、発電量調整供給契約は、発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに、系統連系受電契約は、系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに、需要抑制量調整供給契約は、需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに、

それぞれ成立いたします。

（２） 契約期間は、次によります。

イ 接続供給の場合

（イ） 契約期間は、20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き、接続供給契約が成立した日から、料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

（ロ） 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は、接続供給契約は、契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

（ハ） 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は、接続供給契約が成立した日から、あらかじめ定めた契約使用期間の満了の日までといたします。

ロ 発電量調整供給の場合

（イ） 契約期間は、発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き、発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から、料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

（ロ） 契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は、発電量調整供給契約または系統連系受電契約は、契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

（ハ） 契約期間は、発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合、発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から、発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。

ハ 振替供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は、振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日

から、契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき、契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし、特別の事情がない限り、契約期間は、振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

（１）　当社は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには、契約者、発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め、供給準備その他必要な手続きを経たのち、すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

（２）　当社は、天候、用地交渉、停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって、あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には、その理由を契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし、あらためて契約者、発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ、託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者は、当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式、電圧および周波数

（１）　受電電気方式は、受電電圧に応じて、次のとおりといたします。

受　電　電　圧	低圧	交流単相２線式、交流単相３線式または交流３相３線式
	高圧または特別高圧	交流３相３線式

（２）　供給電気方式は、供給電圧および接続送電サービス、臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて、Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

（３）　受電電圧は、会社間連系点を受電地点とする場合を除き、原則として、受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は、発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等、受電設備および負荷設備等を基準として、発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて、次のとおりといたします。

契約受電電力	50キロワット未満	標準電圧 100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上 2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト
	2,000キロワット以上 10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上 30,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
	30,000キロワット以上	標準電圧 100,000ボルト

（４） 供給電圧は、会社間連系点を供給地点とする場合を除き、接続送電サービス、臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて、Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。ただし、接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は、別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は、需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50キロワット未満	標準電圧 100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上	標準電圧　6,000ボルト

なお、１需要場所において、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合、契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし、契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは、契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても、標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

（５） 受電電圧については発電者に、供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には、（３）また

は（４）に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で、受電または供給することがあります。

（６） 周波数は、標準周波数60ヘルツといたします。

14 発電場所および需要場所

（１） 当社は、原則として、１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし、これによりがたい場合には、イおよびロによります。ただし、複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は、正当な理由がない限り、１構内をなすものとみなします。

なお、１構内をなすものとは、さく、へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって、原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。

イ 当社は、１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし、これによりがたい場合には、ロによります。

なお、１建物をなすものとは、独立した１建物をいいます。ただし、複数の建物であっても、それぞれが地上または地下において連結され、かつ、各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は、１建物をなすものとみなします。また、看板灯、庭園灯、門灯等建物に付属した屋外電灯は、建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ 構内または建物の特殊な場合には、次によります。

（イ） 居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で、次のいずれにも該当するときは、各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には、共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

ａ 各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

（ロ）　居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で、各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され、かつ、共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは、各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には、共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

（ハ）　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は、（ロ）に準ずるものといたします。ただし、アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は、居住用部分に限り（イ）に準ずるものといたします。

（２）　隣接する複数の構内の場合で、それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは、（１）にかかわらず、その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。

（３）　道路その他公共の用に供せられる土地（（１）に定める構内または（２）に定める隣接する複数の構内を除きます。）において、街路灯等が設置されている場合は、その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。

（４）　（１）に定める１構内、（１）イに定める１建物、（２）に定める隣接する複数の構内または（３）に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において、災害による被害を防ぐための措置、温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置、または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に、当該設備が施設された区域または部分（以下「特

例区域等」といいます。)の契約者または発電契約者からの申出がある場合で、次のいずれにも該当するときは、(1)、(2)または(3)にかかわらず、特例区域等を1発電場所または1需要場所といたします。

イ　次の事項について、原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分(以下「非特例区域等」といいます。)の発電者または需要者の承諾をえていること。

(イ)　非特例区域等について、(1)、(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ロ)　当社が特例区域等における業務を実施するため、43(発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施)に準じて、非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため、43(発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施)に準じて、特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を1発電場所または1需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく、他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

(1)　当社は、次の場合を除き、1需要場所について1接続送電サービスまたは

１臨時接続送電サービスを適用し、１電気方式、１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない、１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し、１電気方式、１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき、（イ）および（ロ）の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合、または、次の１臨時接続送電サービス（（イ）および（ロ）の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は、２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は、２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

（イ）　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

（ロ）　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

（ハ）　高圧臨時接続送電サービス

（ニ）　特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で、次の２接続送電サービスをあわせて契約するとき。

（イ）　電灯定額接続送電サービス、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

（ロ）　動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置、温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置、または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その

他の電気の使用者の利益に資する措置にともない、契約者または発電契約者からの申出がある場合で、当社が技術上、保安上適当と認めたとき。

へ　その他技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

（２）　接続供給の場合、当社は、あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について、１接続供給契約を結び、１需要バランシンググループを設定いたします。この場合、それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし、また、当社は、原則として、１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお、電気鉄道の場合で、負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは、その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

（３）　振替供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について、１振替供給契約を結びます。

（４）　発電量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて、１発電量調整供給契約を結びます。また、当社は、当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き、原則として、あらかじめ定めた発電場所について、１系統連系受電契約を結びます。

なお、低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設

備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は、原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合、調整電源に該当する発電場所は、原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また、再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし、特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は、次のとおりといたします。

イ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）または（６）に該当する場合で、インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは、同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は、原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にも

とづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合、当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合、再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は、１発電量調整供給契約に属するものといたします。

（５） 需要抑制量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて、１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお、低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は、１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また、需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は、需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）（14）イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16 承諾の限界

当社は、法令、電気の需給状況、供給設備の状況、用地事情ならびに料金、

この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息、保証金、契約超過金、違約金、工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は、その理由を契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者との間で、原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に、託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について、契約書を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料　　金

料金は、次のとおりといたします。

（１） 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は、ロによって算定された日程等別料金、24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに26(給電指令時補給電力)（１）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は、19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金、20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち、(イ)、(ロ)、(ハ)、(ニ)、(ホ）または（へ）に定める日が同一となるもの（この場合､当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

(イ） 検 針 日

(ロ） 電灯定額接続送電サービス、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または31（電力および電力量の算定）(25）の場合は、その供給地点の属する検針区域の検針日

(ハ） 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合は、応当日

(ニ） 28（検針日）（５）の場合は、実際に検針を行なった日

(ホ） 契約者が供給地点を消滅させる場合は、消滅日（特別の事情があり、その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は、その日と

いたします。）

（へ） 31（電力および電力量の算定）（29）の場合は、電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

（２） 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は、23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）（２）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

（３） 発電者に係る料金

イ 発電者に係る料金は、ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。

ロ 系統連系受電サービス料金は、22（系統連系受電サービス）によって、（イ）、（ロ）、（ハ）または（ニ）に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。

（イ） 検 針 日

（ロ） 28（検針日）（５）の場合、実際に検針を行なった日

（ハ） 発電契約者が受電地点を消滅させる場合、消滅日（特別の事情があり、その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は、その日といたします。）

（ニ） 31（電力および電力量の算定）（29）の場合、電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日

ただし、その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。

（４） 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は、25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要

抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

（１）　適用範囲

小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

（２）　接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量は、次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合、または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

（イ）　各月の接続送電サービス契約電力は、次の場合を除き、その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち、いずれか大きい値といたします。

ａ　新たに接続送電サービスを使用される場合は、料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は、その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち、いずれか大きい値といたします。ただし、新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には、新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は、接続送電サービス契約電力の決定上、接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

ｂ　需要場所における受電設備を増加される場合等で、増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは、その１月の増加さ

れた日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし、その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所における受電設備を減少される場合等で、１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは、減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし、減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については、その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、１年間を通じての最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし、減少された日以降12月の期間で、その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については、その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は、接続送電サービス契約電力は、その上回る最大需要電力等の値といたします。

（ロ）　低圧で供給する場合で、契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し、かつ、契約者が希望されるときの接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）は、（イ）にかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値とし、接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。この場合、契約主開閉器をあらかじめ

設定していただきます。

なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。

(ハ) 低圧で供給する場合で、契約者が動力を使用する需要者に供給し、かつ、契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は、(イ)にかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表３(契約電力および契約容量の算定方法)により算定された値といたします。この場合、契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。

(ニ) (イ)の適用後１年に満たない場合は、(ロ)または(ハ)を適用いたしません。また、(ロ)または(ハ)の適用後１年に満たない場合は、(イ)を適用いたしません。

(ホ) 需要場所における主開閉器(低圧で供給する場合に限ります。)、負荷設備または受電設備を変更される場合は、51(契約の変更)に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。

ロ 高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、１年間を通じての最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議によって定めます。

なお、新たに接続送電サービスを使用される場合等で、適当と認められるときは、使用開始の日から１年間に限り、段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。この場合には、あらかじめ電気使用計画書を提出していただきます。

ハ イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について、最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は、接続送電サービ

ス契約電力をロによってすみやかに定めることとし、それまでの間の接続送電サービス契約電力は、イ（イ）によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は、イ、ロまたはハにかかわらず、当該供給分以外の供給分につきイ、ロまたはハに準じて定めた値に、原則として需要者の発電設備の容量を基準として、契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また、当該供給分以外の供給分についてイ（イ）に準ずる場合で、需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは、51（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。

なお、この場合、当社は、必要に応じて、需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

（３）　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。ただし、１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は、接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

（イ）　電灯定額接続送電サービス

ａ　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、その総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるとき

に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし、特別の事情がある場合には、交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし、電灯料金または小型機器料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（a）　電灯料金

i　電灯料金は、各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	38円83銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	77円66銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	155円33銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	232円99銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	388円32銭
100ワットをこえる１灯につき50ワットまでごとに	194円16銭

ii　ネオン管灯、けい光灯、水銀灯等は、管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し、その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii　多灯式けい光灯等は、その合計によって容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し、その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

（ｂ）　小型機器料金

小型機器料金は、各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの１機器につき	115円98銭
50ボルトアンペアをこえ 100ボルトアンペアまでの１機器につき	231円97銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき 50ボルトアンペアまでごとに	115円98銭

e　そ の 他

特別の事情がある場合は、契約者と当社との協議によって、（ロ）ａ（ｃ）、(ハ) ａまたは（ニ）ａにかかわらず、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

（ロ）　電灯標準接続送電サービス

ａ　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。

（ａ）　（２）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり、（２）イ（ロ）により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

（ｂ）　１需要場所において、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は、接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合、１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

（ｃ）　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は、（ａ）および（ｃ）に該当し、かつ、（ｂ）の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合、１キロボルトアンペアを１

キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（a）　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

ｉ　（２）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	326円70銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	108円90銭

ii　（２）イ（ロ）により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	268円40銭
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	89円10銭

（ｂ）　電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	９円09銭

（ハ）　電灯時間帯別接続送電サービス

ａ　適用範囲

（ロ）ａの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

ｃ　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は､別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ） 基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

ⅰ （２）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	326円70銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	108円90銭

ⅱ （２）イ（ロ）により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	268円40銭
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	89円10銭

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ 昼間時間

１キロワット時につき	９円52銭

ii 夜間時間

１キロワット時につき	８円65銭

（ニ） 電灯従量接続送電サービス

ａ 適用範囲

（ロ）ａの適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

ｂ 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

ｃ 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定

める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	14円44銭

（ホ） 動力標準接続送電サービス

ａ 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。

（ａ） 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

（ｂ） １需要場所において、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は、接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合、１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は、（ａ）に該当し、かつ、（ｂ）の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合、１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

ｂ 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧200ボル

トといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は､別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（a）　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

i　（２）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	568円70銭

ii　（２）イ（ハ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	466円40銭

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	６円07銭

（ｃ） そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で、当社が適当と認めるときは、基本料金のみといたします。

ｄ そ の 他

変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用することはできません。

（へ） 動力時間帯別接続送電サービス

ａ 適用範囲

（ホ）ａの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

ｂ 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

ｃ 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものと

し、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ）　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

ｉ　（２）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	568円70銭

ii　（２）イ（ハ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	466円40銭

（ｂ）　電力量料金

電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼間時間

１キロワット時につき	６円36銭

ii　夜間時間

１キロワット時につき	５円80銭

（ｃ） そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で、当社が適当と認めるときは、基本料金のみといたします。

ｄ そ の 他

変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用することはできません。

（ト） 動力従量接続送電サービス

ａ 適用範囲

（ホ）ａの適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

ｂ 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

ｃ 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調

整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	15円40銭

d　そ の 他

変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

（イ）　高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり、かつ、2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし、特別の事情がある場合で、契約者の希望があるときは、接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が

別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ） 基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

なお、その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	658円90銭

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	２円43銭

（ロ）　高圧時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

（イ）　aの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ）　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補

修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

なお、その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	658円90銭

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ 昼間時間

１キロワット時につき	２円57銭

ii 夜間時間

１キロワット時につき	２円30銭

（ハ） 高圧従量接続送電サービス

ａ 適用範囲

（イ） ａの適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

ｂ 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	13円23銭

ハ　特別高圧で供給する場合

（イ）　特別高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流３相３線式とし、供給電圧は、接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上30,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力 30,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ）　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補

修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

なお、その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	383円90銭

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	70銭

（ロ） 特別高圧時間帯別接続送電サービス

ａ 適用範囲

（イ） ａの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

ｂ 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流３相３線式とし、供給電圧は、接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上30,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力 30,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ）　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補

修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

なお、その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	383円90銭

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ 昼間時間

１キロワット時につき	73銭

ii 夜間時間

１キロワット時につき	69銭

（ハ） 特別高圧従量接続送電サービス

ａ 適用範囲

（イ） ａの適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

ｂ 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流３相３線式とし、供給電圧は、接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上30,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力 30,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	７円00銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは、次のとおりといたします。

（イ）　力率は、供給地点ごとに、その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には、その瞬間力率は、100パーセントといたします。）といたします。この場合、

平均力率は、別表６（平均力率の算定）によるものといたします。

なお、まったく電気を使用しないその１月の力率は、85パーセントとみなします。

（ロ） 力率が、85パーセントを上回る場合は、その上回る１パーセントにつき、基本料金（（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は、当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し、85パーセントを下回る場合は、その下回る１パーセントにつき、基本料金（（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は、当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ そ の 他

（イ） 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

（ロ） 電灯時間帯別接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービス、高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は、電灯標準接続送電サービス、動力標準接続送電サービス、高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス、動力従量接続送電サービス、高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また、従量接続送電サービスの適用後１

年に満たない場合は、標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

（ハ）　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は、時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

（ニ）　（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は、使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし､事故その他やむをえない場合は、使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

（ホ）　当社は、必要に応じて、需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

（４）　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果、１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し、かつ、契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、（３）によって算定された金額から、イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は、１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし､まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は、半額といたします。

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力

ピークシフト電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	559円90銭
	特別高圧で供給する場合	326円70銭

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は、需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお､各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から､ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお、それが本取扱い適用後１年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

（１）　適用範囲

契約使用期間が１年未満の場合において、小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし、毎年、一定期間を限り、反復利用するものには適用いたしません。

（２）　臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は、次によって供給

地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

（イ）　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次により、臨時接続送電サービス契約容量を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約容量は、契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし、差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は、別表７（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の６キロボルトアンペアにつき	95パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	85パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	75パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	65パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めることを希望される場合には、臨時接続送電サービス契約容量は、aにかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合、契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。

c　特別の事情がある場合には、臨時接続送電サービス契約容量は、aにかかわらず、契約者と当社との協議によって定めた値とすることがあります。

（ロ）　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により、臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電力は、契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は、別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の（ａ）の係数を乗じてえた値の合計に（ｂ）の係数を乗じてえた値といたします。ただし、電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は、その回路において使用される最大電流を制限できる遮断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき、その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合、その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

（ａ）　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	100パーセント
	次の２台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

（ｂ）　（ａ）によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には、臨時接続送電サービス契約電力は、ａにかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。こ

の場合、契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービス契約電力は、需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議により供給地点ごとに定めます。

（３）　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

（イ）　電灯臨時定額接続送電サービス

ａ　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、その総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

ｃ　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごと

に別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次によって算定された金額といたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	３円44銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ 100ボルトアンペアまでの場合	６円89銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ 500ボルトアンペアまでの場合 100ボルトアンペアまでごとに	６円89銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ １キロボルトアンペアまでの場合	68円85銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ ３キロボルトアンペアまでの場合 １キロボルトアンペアまでごとに	68円85銭

（ロ）　電灯臨時接続送電サービス

ａ　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、

次のいずれにも該当するときに適用いたします。

（ａ）　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は、臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

（ｂ）　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

ｃ　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ）　基本料金

基本料金は、１月につき19（接続送電サービス）（３）イ（ロ）ｃ（ａ）ⅱにおいて適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	10円00銭

（ハ） 動力臨時定額接続送電サービス

ａ 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

ｂ 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

ｃ 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、次のとおりといたします。ただし、臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は、臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	98円84銭

d　そ の 他

当社が適当と認める場合には、動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

（ニ）　動力臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ、50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ） 基本料金

基本料金は、１月につき19（接続送電サービス）（３）イ（ホ）ｃ（ａ）ⅱにおいて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	７円28銭

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は、高圧臨時接続送電サービスといたします。

（イ） 適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり、かつ、2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

（ロ） 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

（ハ） 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス

調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

ａ　基本料金

基本料金は、１月につき19（接続送電サービス）（３）ロ（イ）ｃ（ａ）において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

ｂ　電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	２円92銭

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は、特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

（イ）　適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

（ロ）　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流３相３線式とし、供給電圧は、臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上30,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 30,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

（ハ）　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

ａ　基本料金

基本料金は、１月につき19（接続送電サービス）（３）ハ（イ）ｃ（ａ）において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

ｂ　電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	85銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは、19（接続送電サービス）（３）ニに準じて適用いたします。

ホ　そ の 他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

（４）　そ の 他

イ　当社は、原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で、契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは、臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については、とくに定めのある場合を除き、19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし、19（接続送電サービス）（４）は、適用いたしません。

21　予備送電サービス

（１）　適用範囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で、19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点または供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から

常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

（２）　予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は、受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値、供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし、受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし、契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で、契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は、発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて、契約者または発電契約者と当社との協議により、受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は、原則として50キロワットを下回らないものといたします。

（３）　予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は、供給地点ごとに、予備送電サービスの利用の有無にかかわらず、１月につき次のとおりといたします。

なお、供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。

また、特別高圧で常時利用される供給地点で、高圧で予備送電サービスを利用される場合には、予備送電サービスの供給電圧は、常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合、予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上、常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	111円10銭
	特別高圧で供給する場合	70円40銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	167円20銭
	特別高圧で供給する場合	94円60銭

（４）　力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし、19（接続送電サービス）（３）ニの力率割引および割増しの適用上、供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、原則として19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。

（５）　そ の 他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは、他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

ハ　契約者または発電契約者が希望される場合は、受電地点または供給地点ごとに予備送電サービスＡと予備送電サービスＢとをあわせて利用することができます。

ニ　その他の事項については、とくに定めのある場合を除き、接続供給の場合は19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。

22　系統連系受電サービス

（１）　適用範囲

小売電気事業、当社以外の一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし、当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。

（２）　系統連系受電課金対象電力

各月の系統連系受電課金対象電力は、次によって受電地点ごとに、発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

（イ）　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力といたします。

（ロ）　（イ）以外の場合

系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

（イ）　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。

（ロ）　（イ）以外の場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から、発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引

いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。

ハ　イおよびロにおいて、系統連系受電課金対象電力の算定上、次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

（イ）　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

（ロ）　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

（ハ）　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし、電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（ニ）　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

（３）　系統連系受電サービス料金

系統連系受電サービス料金は、受電地点ごとに、発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。

イ　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は、その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は、半額といたします。

系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	85円02銭

ロ　電力量料金

電力量料金は、その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	28銭

ハ　系統設備効率化割引

系統設備効率化割引は、基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし、受電地点ごとに、発電バランシンググループごとに、次により算定いたします。

（イ）　適　　用

ａ　系統設備効率化割引Ａ

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕（１）に定める割引区分Ａ－１、Ａ－２またはＡ－３に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお、連系変電所等は、あらかじめ発電者にお知らせいたします。

ｂ　系統設備効率化割引Ｂ

低圧または高圧で受電する場合で、連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕（１）に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお、連系変電所等は、あらかじめ発電者にお知らせいたします。

（ロ）　系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は、ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。

ａ　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし、１月につき次のとおりといたします。

（ａ）　受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－１の場合	37円24銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－２の場合	６円79銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－３の場合	３円39銭

（ｂ）　（ａ）以外の場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－１の場合	37円24銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－２の場合	13円56銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－３の場合	６円79銭

b　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし、１月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ｂ－１の場合	39円69銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ｂ－２の場合	14円47銭

（ハ）　系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は、（２）の系統連系受電課金対象電力に（ロ）の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし、まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は、その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は、半額といたします。

ニ　そ の 他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

23　発電量調整受電計画差対応電力

（１）　適　　用

発電バランシンググループにおいて、39（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

（２） 発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

（イ） 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が、その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

（ロ） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に（ハ）の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

（イ） 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が、その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

（ロ） 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に（ハ）の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ） 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

24 接続対象計画差対応電力

（１） 適　　用

39（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

（２） 接続対象計画差対応電力

イ 接続対象計画差対応補給電力

（イ） 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が、その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

（ロ） 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に（ハ）の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ） 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ 接続対象計画差対応余剰電力

（イ） 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が、その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

（ロ） 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に（ハ）の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ） 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

25 需要抑制量調整受電計画差対応電力

（１） 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

（２） 需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

（イ） 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が、その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

（ロ） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に（ハ）の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものと

いたします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

（イ）　適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が、その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

（ロ）　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に（ハ）の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ）　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

26　給電指令時補給電力

（１）　契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

39（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、31（電力および電力量の算定）(20）により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

（２）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

39（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、31（電力および電力量の算定）(18）により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対し

て出力の抑制を実施したときは、39（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。また、当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は、当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し、発電量調整供給に係る料金は、当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し、需要抑制量調整供給に係る料金は、当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし、接続供給､発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は、あらためて契約者、発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給、発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

28　検　針　日

検針日は、次により、実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

（１）　検針は、受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に、各月ごとに行ないます。

なお、高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき、高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）（２）ロによって契約電力を定めるとき、または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は、当社が検針日を定める場合を除き、実際に検針を行なった日にかかわらず、毎月１日といたします。

また、受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は、受電地点における検針日と供給地点における検針日は、原則として同一の日といたします。

（２） 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は、検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

（３） 当社は、やむをえない事情のある場合には、（１）にかかわらず、当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

（４） 当社は、次の場合には、（１）にかかわらず、各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお、当社は、ロの場合は、非常変災等の場合を除き、あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から、その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　その他特別の事情がある場合

（５） （３）の場合で、検針を行なったときは、当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

（６） （４）イの場合で、検針を行なわなかったときは、契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

（７） （４）ロの場合で、検針を行なわなかったときは、検針を行なわない月については、当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

29　料金の算定期間

（１） 送電サービス料金の算定期間は、次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期

間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合、電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は、イにかかわらず、前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は、イに準ずるものといたします。この場合、イにいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間、または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

（２）　系統連系受電サービス料金の算定期間は、次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし、発電契約者が受電地点を新たに設定し、または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合、電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は、イにかかわらず、前月の計量日から当月

の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし、発電契約者が受電地点を新たに設定し、または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

（３） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は、毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし、接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し、または接続供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は、開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。

30 計　　量

（１） 当社は、発電量調整受電電力量および最大連系電力等は、原則として、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で、接続供給電力量および最大需要電力等は、原則として、供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で､30分単位で計量いたします。

また､受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を原則として38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし、発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により、発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で、当社が適当と認めるときは、30分ごとに、受電地点において計量さ

れた電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合、仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は、契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお、30分ごとに、受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は、31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

（２） 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は、各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。

なお、発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは、発電契約者を通じて行ないます。

（３） 技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は、計量器を取り付けないことがあります。

31 電力および電力量の算定

（１） 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は、発電量調整供給の場合で、受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし、受電地点ごとに、30分ごとに、算定いたします。

（２） 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。

イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合、受電地点ごとに、30分ごとに、受電地点で計量された電力量といたします。

ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合、30分ごとに、受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

ハ 系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は、受電地点ごとに、30分ごとに、受電地点で計量された電力量といたします。

また、料金の算定期間の発電量調整受電電力量は、30分ごとの発電量調整受電電力量を、受電地点ごとに、料金の算定期間（ただし、発電契約者が受電地点を消滅させる場合は、直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

（３） 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は、（４）の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

（４） 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は、次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合、受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合、受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。

（５） 接続受電電力

接続受電電力は、接続供給の場合で、（６）の接続受電電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

（６） 接続受電電力量

接続受電電力量は､30分ごとの（12）の接続対象計画電力量といたします。

（７） 接続供給電力

接続供給電力は、（８）の接続供給電力量の値を２倍した値とし、供給地点ごとに、30分ごとに、算定いたします。

（８） 接続供給電力量

接続供給電力量は、供給地点ごとに、30分ごとに、供給地点で計量された電力量といたします。ただし、特別高圧で常時利用される供給地点で、高圧で予備送電サービスを利用される場合には、予備送電サービスに係る接続供給電力量は、供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。また、料金の算定期間の接続供給電力量は、30分ごとの接続供給電力量を、供給地点ごとに、料金の算定期間（ただし、契約者が供給地点を消滅させる場合は、直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお、時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は、時間帯ごとに、30分ごとの接続供給電力量を、供給地点ごとに、料金の算定期間（ただし、契約者が供給地点を消滅させる場合は、直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし､19（接続送電サービス）（３）イ（ハ）および（ヘ）の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は、その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

（９） 接続対象電力

接続対象電力は、（10）の接続対象電力量の値を２倍した値とし、30分ご

とに算定いたします。

(10)　接続対象電力量

接続対象電力量は、30分ごとに、イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは、次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}(32〔\text{損失率}〕\text{に定める損失率といたします。})}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した（16）の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は、あらかじめ定めた（イ）または（ロ）により算定された値といたします。

（イ）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)イを適用している場合は、次のａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

（ａ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき。

$$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}(32〔\text{損失率}〕\text{に定める損失率といたします。})}\right\} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

（ｂ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

（ｃ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

（ａ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインを上回るとき。

当該需要場所に係る（ｄ）によって算定された値の合計値

－　需要抑制量調整受電計画電力量

（ｂ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

（ｃ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る（ｄ）によって算定された値の合計値

（ｄ）　（ａ）および（ｃ）にいう（ｄ）によって算定された値とは、次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

（ロ）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)ロを適用している場合は、

次の式によって算定された値

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

(11)　接続対象計画電力

接続対象計画電力は、(12) の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(12)　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。

(13)　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は、(14) の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(14)　需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は、当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で、需要場所ごとに、あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は、次の式によって算定された値

（イ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正し

た値の合計値といたします。）が、ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝零

（ロ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

（ハ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は、次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合、ベースラインから差し引く値は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

ただし、上式の値が負となる場合、需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

(15)　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は、(16) の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(16)　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は、当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で、需要場所ごとに、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし、１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。

(17)　ベースライン

ベースラインは、需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で、需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし、需要抑制契約者が１ベースラ

インに係る需要場所を複数とする場合は、当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、（２）イにかかわらず、その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は、次の（イ）、（ロ）および（ハ）によって算定された値といたします。

（イ）　（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ロ）　次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみ

なし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　39（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線、変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c　39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

（ハ）　次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次により算定された値といたします。

a　39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕（２）ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

ｂ　ファーム電源に対して、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた

値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕（２）への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

ｃ ノンファーム電源であり、かつ、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して、39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

ｄ　39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量を

下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

ｅ 39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等、39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回り、かつ、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

（ｃ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に

39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、（２）イにかかわらず、その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で、（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なった場合、39（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し、給電指令時補給を行なったとき、39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、(18) ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

(20)　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし､接続対象計画差対応補給電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、（８）にかかわらず、当該供

給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量

＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

(21)　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし､接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、（８）にかかわらず、当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量

＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとの（14）の需要抑制量調整受電電力量がその30分における（16）の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、(14) イまたはロにかかわらず、当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量

を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として（14）ロを適用している場合で、30分ごとの（14）の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は、次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ベースライン

（23） 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は、30分ごとの（14）の需要抑制量調整受電電力量がその30分における（16）の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、（14）ロにかかわらず、当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

（24） 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は、別表９（電力量の協定）を基準として、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、供給地点で計量された電力量といたします。

(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で、計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は、別表９（電力量の協定）を基準として、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(26)　28（検針日）（２）または（４）の場合で、検針を行なわなかったときの電力量、最大連系電力等または最大需要電力等は、別表９（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量、最大連系電力等または最大需要電力等といたします。

(27)　15（供給および契約の単位）（１）において、１需要場所または１発電場所につき､複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で、特別の事情があるときは、その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は、計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。

(28)　その他、電力量の算定を行なうために必要な事項については、あらかじめ契約者､発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

(29)　計量器の故障等により電力量、最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には、電力量、最大連系電力等または最大需要電力等は、別表９（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量、最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし、その１月の電力量の合計が計量できている場合で、30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは、30分ごとの電力量は、原則として、別表９（電力量の協定）（３）を基準として定め、定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

32　損　失　率

この約款で用いる損失率は、次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	7.7パーセント
高圧で供給する場合	4.4パーセント
特別高圧で供給する場合	2.5パーセント

33　料金の算定

（１）　送電サービス料金、系統連系受電サービス料金、発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は、次の場合を除き、料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し、または接続供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し、供給地点への接続供給を再開し、もしくは停止し、または供給地点を消滅させる場合

ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し、受電地点からの発電量調整供給を再開し、もしくは停止し、または受電地点を消滅させる場合

ニ　接続送電サービスの種別、臨時接続送電サービスの種別、予備送電サービスの種別、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電力、予備送電サービス契約電力、ピークシフト電力、契約受電電力、同時最大受電電力等を変更したことにより、料金に変更があった場合

ホ　29（料金の算定期間）（１）イまたは（２）イの場合で供給側検針期間

または受電側検針期間の日数がその供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、５日を上回り、または下回るとき。

へ　29（料金の算定期間）（１）ロまたは（２）ロの場合で供給側計量期間または受電側計量期間の日数がその供給側計量期間または受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、５日を上回り、または下回るとき。

（２）　当社は、（１）ロ、ハ、ニ、ホまたはへの場合は、基本料金、定額接続送電サービスの料金、予備送電サービス料金、ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について、次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金、定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし、（１）ホまたはへに該当する場合は、

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

$$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし、（１）ホまたはへに該当する場合は、

$$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

（３）　（１）ロの場合により日割計算をするときは、日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み、停止日および消滅日

を除きます。

また、（１）ニの場合により日割計算をするときは、変更後の料金は、変更のあった日から適用いたします。

（４） （１）ハの場合により日割計算をするときは、日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み、停止日および消滅日を除きます。

また、（１）ニの場合により日割計算をするときは、変更後の料金は、変更のあった日から適用いたします。

（５） 契約者が供給地点を新たに設定し、もしくは供給地点を消滅させる場合、または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電地点を消滅させる場合の（２）イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は、次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から、その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から、当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

（６） 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力量の算定）(25) の場合は、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させるときの（２）イおよびロにいう供給側検針期間の日数は、（５）に準ずるものといたします。この場合、（５）にいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日とし、当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は、消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

（７） 29（料金の算定期間）（１）ロまたは（２）ロの場合は、（２）イおよびロ

にいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は、供給側計量期間または受電側計量期間の日数といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、もしくは供給地点を消滅させる場合、または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電地点を消滅させる場合の（２）イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は、（５）に準ずるものといたします。この場合、（５）にいう検針日は、計量日といたします。

（８） 契約者が供給地点を新たに設定し、もしくは供給地点を消滅させる場合、または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電地点を消滅させる場合の（２）イおよびロにいう暦日数は、次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

（９） 高圧または特別高圧で供給する場合で、力率に変更があるときは、次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は、その前後の力率にもとづいて、（２）イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で、協議によって力率を変更するときは、変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

(10) 供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は、（２）イおよびロの日割計算対象日数は、停止期間中の日数といたします。この場合、停止期間中の日数には、接続供

給または発電量調整供給を停止した日を含み、接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また、停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は、その日は停止期間中の日数には含みません。

34　支払義務の発生および支払期日

（１）　日程等別料金の支払義務は、18（料金）（１）ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。

（２）　系統連系受電サービス料金の支払義務は、18（料金）（３）ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。

（３）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は、特別の事情がある場合を除き、料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし、28（検針日）（５）の場合で、料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合、31（電力および電力量の算定）（29）の場合で、料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は、その日といたします。

（４）　（１）の日程等別料金、（２）の系統連系受電サービス料金または（３）の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は、次の場合を除き、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　55（解約等）（１）により解約となった場合

ロ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは

引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始、再生手続き開始、更生手続き開始、特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認め、その旨を当社が契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者に通知した場合

（５）　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が（４）イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は、次のとおり取り扱います。

イ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が（４）イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で、かつ、支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が（４）イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が（４）イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が（４）イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお、（４）イからホまでのいずれかに該当する場合であっても、一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等、料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは、支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合、当社はその旨を契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし、この通知をした後、料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者に通知いたします。

（６） 当社は、（３）の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を、支払期日までにお支払いいたします。ただし、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

35　料金その他の支払方法

（１） 契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは、契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（２）　発電契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月、工事費負担金その他についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは、発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は､支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（３）　発電者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ　発電者の料金については、ロによって支払われる場合を除き、そのつど、発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。

なお、引き渡しにともなう費用は、発電契約者の負担といたします。

ロ　次の場合には、発電者の料金について、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、発電者の負担といたします。

（イ）　発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合

（ロ）　発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で、発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。

（ハ）　その他当社が必要と認めた場合

ハ　発電者の料金について、支払いは、次のときになされたものといたします。

（イ）　イの場合、発電者から発電契約者に支払われたとき。

（ロ）　ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合、発電者がその金融機関に払い込まれたとき。

ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。

なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。

ホ　発電者の料金は、原則として、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金、延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金、違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、発電者の負担といたします。

（４） 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは、需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（５） 当社の料金の支払方法は、次によります。

イ　当社の料金については毎月、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお、支払いにともなう費用は、当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは、当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合、当社は、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者、発電契約者または

需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

36 保　証　金

（１） 契約者の場合は、次によります。

イ　当社は、次のいずれかに該当する場合で、必要と認められるときは、契約者から、接続供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

（イ） 料金の支払いの延滞があった場合

（ロ） 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって､31（電力および電力量の算定）（20）によって算定された値が著しく大きい場合または31(電力および電力量の算定)(20）によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で、接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ、40（適正契約の保持等）（３）によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず、その求めに応じていただけないとき。

（ハ） 新たに接続供給を開始し、または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は、当社があらかじめ定め、通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。

ニ　当社は、接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は、保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は、保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ニにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。

（２）　発電契約者の場合は、次によります。

イ　当社は、料金の支払いの延滞があった発電契約者、または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から、発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。

ハ　当社は、発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は、保証金について利息を付しません。

ホ　当社は、保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ハにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。

（３）　発電者の場合は、次によります。

イ　当社は、料金の支払いの延滞があった発電者、新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から、系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって、または系統連系受電サービス継続の条件として、予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。

ハ　当社は、系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を発電者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は、保証金について利息を付しません。

ホ　当社は、保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅

した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ハにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。

（４） 需要抑制契約者の場合は、次によります。

イ　当社は、料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者、または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から、需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。

ハ　当社は、需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は、保証金について利息を付しません。

ホ　当社は、保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ハにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。

37　連 帯 責 任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合、接続対象計画差対応補給電力料金、給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金、予備送電サービス料金、契約超過金、違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については、複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

38　託送供給等の実施

（１）　接続供給の場合

イ　電力量については、次のとおりにしていただきます。

（イ）　契約者は、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

（ロ）　契約者は、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は、接続供給の実施に先だち、需要計画、調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、契約者が通知した需要計画、調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として、需要計画、調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ヘ　当社は、電気の需給状況、供給設備の状況その他によって、契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で供給する場合を除き、契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合、契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお、当社は、39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について、需要者と別途申合書を作成いたします。

（２）　振替供給の場合

イ　契約者は、当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ハ　当社は、系統運用上の制約その他によって、契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合、契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

（３）　発電量調整供給の場合

イ　電力量については、次のとおりにしていただきます。

（イ）　発電契約者は、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

（ロ）　発電契約者は、発電量調整受電電力量を、30分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、発電計画、調達計画お

よび販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、発電契約者が通知した発電計画、調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として、発電計画、調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画･調達計画･販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ホ　当社は、供給設備の状況その他によって、発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は、受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は、発電者と協議のうえ、原則として、ロの発電計画の通知にあわせて、受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

なお、発電契約者が希望される場合で、運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには、あらかじめ定めた発電場所について、別表11（発電計画･調達計画･販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り、発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合、当社は、あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で受電する場合を除き、発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合、発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお、当社は、39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について、発電者と別途申合書を作成いたします。

（４） 需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については、次のとおりにしていただきます。

（イ） 需要抑制契約者は、別表12（需要抑制計画･調達計画･販売計画･ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

（ロ） 需要抑制契約者は、需要抑制量調整受電電力量を、30分ごとに別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は、需要抑制量調整供給の実施に先だち、需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、需要抑制契約者が通知した需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として、需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ホ　当社は、供給設備の状況その他によって、需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は、需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は、需要者と協議のうえ、ロの

需要抑制計画の通知にあわせて、需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

39　給電指令の実施等

（1）　当社は、系統運用上の制約その他によって必要な場合には、38（託送供給等の実施）（3）ホにかかわらず、発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

（2）　当社は、低圧で受電または供給する場合を除き、次の場合には、契約者、発電契約者、発電者または需要者に給電指令を行ない、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし、緊急やむをえない場合は、当社は、給電指令を行なうことなく、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ、または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検、修繕、変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し、調整電源による対策の実施にもかかわらず、原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で、当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ、または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で、送電設備および変電設備で構成される電力系

統のうち、当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがあり、発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

へ　イおよびロ以外の場合で、送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち、基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがあり、発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

（３）　当社は、低圧で受電または供給する場合で、（２）イ、ロ、ホ、へまたはトのときには、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお、この場合には、当社は、あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし、緊急やむをえない場合は、この限りではありません。

（４）　当社は、接続供給において、受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は、供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き、当該振替供給等の中止の解除までの間、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるため

の電気を供給いたします。

（５） 当社は、発電量調整供給において、（２）イ、ロ、ホ、ヘまたはトの場合で、給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止したときは、供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き、当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間､これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし、発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

（６） 当社は、発電量調整供給において、（２）ハの場合で、給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止したときは、当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし、発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

（７） 当社は、（２）イ、ロ、ホ、ヘ、トまたは（３）によって、発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合、（２）ロの場合で、発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止することが明らかな場合または（２）トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で、電気の需給上必要となった制限もしくは中止

のときは、その部分については割引いたしません。

イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で、同時最大受電電力が500キロワット未満となるとき。

（イ）　割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし、33（料金の算定）（１）イ、ハ、ニ、ホまたはへの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

（ロ）　割 引 率

１月中の制限し、または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

（ハ）　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は、１日のうち延べ１時間以上制限し、または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で受電する場合で、同時最大受電電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合

（イ）　割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし、33（料金の算定）（１）イ、ハ、ニ、ホまたはへの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

（ロ）　割 引 率

１月中の制限し、または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

（ハ）　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は、１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし、１時間未満の端数を生じた場合は、30分以上は切り上げ、30分未満は切り捨

てます。

なお、制限時間については、次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　式）

ａ　発電量調整受電電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H′ ＝　修正時間

H　＝　制限時間

D　＝　当該受電地点の同時最大受電電力

d　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値

ｂ　発電量調整受電電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

H′ ＝　修正時間

H　＝　制限時間

A　＝　制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量

B　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量

ｃ　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については、ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

（８）　（７）による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には、電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は、１月につき１日を限って計算に入れません。

（９）　当社は、（２）または（３）によって、需要者の電気の使用を制限し、または中止した場合、これにともなう料金の減額は行ないません。

(10)　予備送電サービスの使用を制限し、または中止した場合、これにともなう料金の減額は行ないません。

(11)　当社は、（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

40　適正契約の保持等

（１）　当社は、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者との接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には、その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

（２）　当社は、発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には、その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

（３）　当社は、31（電力および電力量の算定）(20) もしくは (21) によって算定された値が著しく大きい場合、31（電力および電力量の算定）(18) イもしくは (19) イによって算定された値が著しく大きい場合、31（電力および電力量の算定）(18) ロもしくは (19) ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も、給電指令時補給電力量として算定された値を除

きます。)、31（電力および電力量の算定）(22) もしくは (23) によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(17) のベースラインが著しく不適当と認められる場合等、契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合、発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には、使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

41　契約超過金

（１）　契約者が接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には、当社の責めとなる理由による場合を除き、当社は、契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし､予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は、力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を、契約超過金として契約者から申し受けます。

なお、この場合、契約超過電力とは、その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

（２）　発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には、当社の責めとなる理由による場合を除き、当社は、契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を、契約超過金として発電者から申し受けます。

なお、この場合、契約超過受電電力は、次によって受電地点ごとに、発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

（イ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

　その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。

（ロ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

　その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

（イ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

　発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は、その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

（ロ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

　発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は、その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。

ハ　イおよびロにおいて、契約超過受電電力の算定上、次のものについても

接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

（イ）　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

（ロ）　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

（ハ）　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし、電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（ニ）　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

（３）　契約超過金の支払期日および支払方法については、次のとおりといたします。

イ　契約者の場合

契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は、供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに、原則として、その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

ロ　発電者の場合

同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は、受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに、原則として、その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

42　力率の保持

（１）　低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は、原則として、電灯定額接続送電サービス、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービス、電灯従量接続送電サービス、電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上、その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は、それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし、やむをえない事情によって、２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は、進相用コンデンサの開放により、軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお、進相用コンデンサは、別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

（２）　高圧または特別高圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は、原則として85パーセント以上に保持していただきます。

なお、軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ　当社は、技術上必要がある場合には、進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお、この場合の当該供給地点の１月の力率は、必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は、次の業務を実施するため、発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に、または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせ

ていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお、発電者または需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。

（1） 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計、施工（取付けおよび取外しを含みます。）、改修または検査

（2） 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

（3） 不正な電気の使用の防止等に必要な、発電者もしくは需要者の電気機器の試験、契約負荷設備、契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

（4） 計量器の検針または計量値の確認

（5） 45（託送供給等の停止）、53（契約の廃止）または55（解約等）により必要な処置

（6） その他この約款によって、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立、変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

44 託送供給等にともなう協力

（1） 発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合、または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし、もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は、その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には、託送供給契約については契約者の、発電量調整供給契約については発電契約者の負担で、必要な調整装置または保護装置を発電場所または

需要場所に施設していただくとともに、とくに必要がある場合には、託送供給契約については契約者の、発電量調整供給契約については発電契約者の負担で、当社が供給設備を変更し、または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ、ロ、ハまたはニに準ずる場合

（２）　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は、（１）に準じて取り扱います。

なお、この場合の料金その他の連系条件は、別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

45　託送供給等の停止

（１）　契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し、または亡失して、当社に重大な損害を与えた場合

ハ　62（引込線の接続）に反して、当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

（２）　契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用、電気を使用または発電もしくは放電された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービス、動力従量接続送電サービス、動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で、変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して、当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

（３）　契約者、発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で、40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕（３）イ（ニ）に定める電灯従量接続送電サービス、19〔接続送電サービス〕（３）イ（ト）に定める動力従量接続送電サービス、19〔接続送電サービス〕（３）ロ（ハ）に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕（３）ハ（ハ）に定める特別高圧従量接続送電サー

ビスの適用を受ける場合に限ります。）

（４） 発電者または需要者がその他この約款に反した場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

（５） （１）から（４）によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には、当社は、当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において、託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお、この場合には、必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また、停止のための適当な処置を行なう場合には、その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

46 託送供給等の停止の解除

45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で、契約者、発電契約者、発電者および需要者がその理由となった事実を解消したときには、当社は、すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

47 託送供給等の停止期間中の料金

45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には、その停止期間中については、まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を33（料金の算定）により日割計算をして、料金を算定いたします。

48 違 約 金

（１） 契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当し、そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には、当社は、その免れ

た金額の３倍に相当する金額を、違約金として接続供給契約については契約者から、発電量調整供給契約については発電契約者から、系統連系受電契約については発電者から申し受けます。

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　45（託送供給等の停止）（２）ロ、ハまたはニの場合

（２）　（１）の免れた金額は、この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と、不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

（３）　不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は、６月以内で当社が決定した期間といたします。

49　損害賠償の免責

（１）　11（託送供給等の開始）（２）によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合、39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止した場合、または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止した場合で、それが当社の責めとならない理由によるものであるときには、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者､発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

（２）　45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または55（解約等）によって接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

（３）　45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が55（解約等）（１）ロに該当する旨を文

書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

（４） 当社に故意または過失がある場合を除き、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。

50 設備の賠償

契約者、発電契約者、発電者または需要者が故意または過失によって、発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物、電気機器その他の設備を損傷し、または亡失した場合は、その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に、発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

（１） 修理可能の場合

修理費

（２） 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

51　契約の変更

（１）　接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生ずる場合は、Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし、すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

（２）　契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の（１）による契約の変更は、次のとおりといたします。

ただし、当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず、発電契約者から、発電設備等の検査、補修、休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は、正当な理由がない限り、契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。

イ　契約者または発電契約者は、あらかじめ契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて、当社に申し出ていただきます。この場合、当社は、原則として、契約者または発電契約者が申し出た契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力は、次の場合を除き、契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

（イ）　当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は、申出を受けた日に契約電力等、契約受電電力または同時

最大受電電力が減少したものといたします。

（ロ） 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は、契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

（３） 低圧で供給する場合で、需要者が小売電気事業者の変更を希望され、契約者が接続供給契約を変更するときの（１）による接続供給契約の変更は、次のとおりといたします。

イ 需要者への電気の供給を廃止される契約者は、あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて、当社に申し出ていただきます。ただし、廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で、当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには、当社は、当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また、廃止日は、当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ 需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は、あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて、当社に申し出ていただきます。この場合、当社は、契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし、開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で、当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から

起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには、当社は、当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は、当社が定めるものとし、契約者にお知らせいたします。

（４）　需要抑制量調整供給契約の場合で、需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは、需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお、この場合には、当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

52　名義の変更

合併その他の原因によって、新たな契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が、それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ、引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は、名義変更の手続きによることができます。この場合には、新たな契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者は、その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし、新たな契約者、発電契約者または発電者が、それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約、発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ、引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約、当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は、８（契約の要件）（１）リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り、

名義変更の手続きによることができます。

53　契約の廃止

（１）　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合、発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合、発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者は、あらかじめその廃止期日を定めて、当社に通知していただきます。この場合、当社は、原則として、契約者または発電契約者から通知された廃止期日に、当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において、託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお、この場合には、必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

（２）　当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず、発電契約者または発電者から、発電設備等の検査、補修、休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は、正当な理由がない限り、（１）にかかわらず、発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。

（３）　接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は、55（解約等）および次の場合を除き、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は、通知を受けた日に接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または系統連系受電契約は、託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

（４）　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で、発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

なお、この場合には、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。

（５）　需要抑制量調整供給契約の場合で、需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは、需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお、この場合には、当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

（１）　次の場合には、当社は、接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に、発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に、それぞれ精算していただきます。

なお、この場合は、受電地点または供給地点ごとに精算するものといたし

ます。

イ　接続供給の場合

（イ）　低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、新たに設定し、または増加された接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社は、契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について、72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、増加後に消滅させる場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、減少される接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を

受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について、72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、この場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は、ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は、ａ、ｂおよびｃに準ずるものといたします。

（ロ）　高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について、さかのぼって、新たに設定し、または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社は、契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について、72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、増加後に消滅させる場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものと

いたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について、さかのぼって、減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、この場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

（ハ）19（接続送電サービス）（２）イ（イ）によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕（２）ニで需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19〔接続送電サービス〕（２）イ（イ）に準じて定める契約者を含みます。）が、需要場所における受電設備等を新たに設定し、または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ、または19（接続送電サービス）（２）イ（イ）ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は、(イ）または（ロ）に準ずるものといたします。この場合、（イ）または（ロ）にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは、需要場所における受電設備等を新たに設定することとし、接続送電サービス契約電力を増加するとは、需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし、接続送電サービス契約電力を減少するとは、19（接続送電サービス）（２）イ（イ）ｃにより接続送電サービス契約

電力を減少することといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

（イ）　発電契約者が契約受電電力、同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

（ロ）　発電契約者が契約受電電力、同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、当社の供給設備のうち契約受電電力、同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

（２）　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され、利用されてからの期間が１年以上になる場合には、１年以上利用される契約電力等に見合う部分については、（１）にかかわらず精算いたしません。

なお、接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には、明らかになった日に（１）に準じて精算を行ないます。

（３）　非常変災等やむをえない理由による場合は、（１）にかかわらず精算いたしません。

55　解　約　等

（１）　当社は、次の場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお、系統連系受電契約を解約した場合には、当該発電場所に係る発電量

調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

この場合には、その旨を文書により契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は、その旨を文書等により発電者、需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者、発電契約者、発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

（イ）　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

（ロ）　発電契約者と当社が、発電者の料金、延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で、あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。

（ハ）　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。）、発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）、系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

（ニ）　料金以外の債務を支払われない場合

（ホ）　当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

ハ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じ

ていただけないとき。

（イ） ８（契約の要件）を欠くに至った場合

（ロ） 接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

（ハ） 発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

（ニ） 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

（ホ） 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

（ヘ） 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

（ト） その他この約款に反した場合

（２） 需要者がその需要場所から移転され、電気を使用されていないことが明らかな場合には、契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。この場合、当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

（３） 発電者がその発電場所において、その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更さ

れ、または消滅するものといたします。

（４） 発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており、かつ、発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で、系統連系受電契約を解約したときは、当該発電契約者からの申出がない場合であっても、発電量調整供給契約を変更していただくものとし、当社は、その旨を発電契約者に通知いたします。

なお、発電契約者と同一の者である発電者の場合は、当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

（５） 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で、発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が（１）によって解約されたときは、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

この場合、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。

56 契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

57　受電地点、供給地点および施設

（１）　受電地点

イ　電気の受電地点は、当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし、発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は、会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は、会社間連系点を受電地点とする場合を除き、発電場所内の地点とし、当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし、次の場合には、発電契約者と当社との協議により、発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

（イ）　山間地、離島にある発電場所等、当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

（ロ）　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

（ハ）　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

（ニ）　59（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を受電する場合

（ホ）　その他特別の事情がある場合

（２）　供給地点

イ　接続供給の場合

（イ）　供給地点は、当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

（ロ）　供給地点は、需要場所内の地点とし、当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし、

次の場合には、契約者と当社との協議により、需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地、離島にある需要場所等、当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　59（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は、会社間連系点といたします。

（３）　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は、当社の所有とし、工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き、当社の負担で施設いたします。

なお、当社は、発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線、接続装置等の供給設備を施設する場合は、その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

（４）　付帯設備（（３）により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し、または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は、原則として、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担によ

り、発電契約者で施設していただきます。この場合には、当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

（５） 特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は、（１）または（２）に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、当該複数の発電場所または複数の需要場所につき、１受電地点または１供給地点といたします。

58 架空引込線

（１） 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には、原則として架空引込線によるものとし、発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは、当社が施設いたします。

（２） 引込線取付点は、当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって、堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

（３） 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。

（４） 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。この場合には、当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

（５） 当社は、原則として発電者または需要者の承諾をえて、次により、発電者

または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は、発電者または需要者の補助支持物を使用して、他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合、その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし、その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また、受電地点または供給地点は、発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し、または撤去する場合は、当社が工事を行なうものとし、この場合に生ずる撤去材料は、原則として、発電者または需要者にお返しいたします。また、これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は、当社の所有とし、当社の負担で施設いたします。

59　地中引込線

（1）　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上、経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で、当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには、次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器、断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器、断路器もしくは接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお、当社は、発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

（２）　（１）により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は、当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり、原則として、地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず、かつ、安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお、これ以外の場合には、発電場所内または需要場所内の地中引込線は、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法、材料等を必要としない場所

（３）　地中引込線の施設上必要な付帯設備は、原則として、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。この場合には、当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお、この場合の付帯設備は、次のものをいいます。

イ　鉄管、暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

（４）　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で、契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには、地中引込線

は、原則として、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。ただし、当社が、保安上または保守上適当と認めた場合は、（１）に準じて接続を行ないます。この場合、当社は、66（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）、（４）または69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

60　連接引込線等

（１）　当社は、建物の密集場所等特別の事情がある場所では、連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合、当社は、分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお、発電者または需要者の電気設備との接続点までは、当社が施設いたします。

（２）　当社は、原則として発電者または需要者の承諾をえて、次により、発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は、発電者または需要者の引込口配線から分岐して、他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合、その引込口配線の終端までは共同引込線とし、その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また、受電地点または供給地点は、当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し、または撤去する場合は、当社が工事を行なうものとし、この場合に生ずる撤去材料は、原則と

して、発電者または需要者にお返しいたします。また、これにともない新たに施設される共同引込線は、当社の所有とし、当社の負担で施設いたします。

61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で、１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには、当社は、原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお、技術上その他やむをえない場合は、当社は、発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し、電気を受電または供給いたします。この場合、変圧器の２次側接続点までは、当社が施設いたします。

62　引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は、当社が行ないます。

なお、契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し、またはこれに準ずる工事をする場合には、当社は、実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

63　計量器等の取付け

（１）　料金の算定上必要な計量器、その付属装置（計量器箱、変成器、変成器の２次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については、以下のとおりといたします。ただし、記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器､その付属装置および区分装置は、

原則として、接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し、かつ、当社の所有とし、当社の負担で取り付けます。ただし、契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については、契約者の負担により、契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置は、原則として、契約受電電力に応じて当社が選定し、かつ、当社の所有とし、当社で取り付けます。この場合、当社は67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

（２）　計量器、その付属装置および区分装置の取付位置は、適正な計量ができ、かつ、検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合、原則として屋外といたします。）とし、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また、集合住宅等の場合で、契約者または発電契約者の希望によって計量器、その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには、契約者または発電契約者と当社との協議により、あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

（３）　計量器、その付属装置および区分装置の取付場所は、発電者または需要者から無償で提供していただきます。また、（１）により契約者または発電契約者が施設するものについては、当社が無償で使用できるものといたします。

（４）　当社は、記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には、当社が無償で使用できるものといたします。

（５）　契約者または発電契約者の希望によって計量器、その付属装置および区分装置の取付位置を変更し、またはこれに準ずる工事をする場合には、当社は、実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

（６）　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装

置を取り替える場合には、当社は、低圧で受電するときを除き、実費を発電契約者から申し受けます。

64　通信設備等の施設

（１）　給電指令上必要な通信設備等は、当社の所有とし、工事費負担金として申し受ける金額を除き、当社の負担で施設いたします。

（２）　通信設備等の施設場所は、施設工事、検査および保守点検作業が容易な場所とし、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

　なお、通信設備等の施設場所については、発電者または需要者から無償で提供していただきます。

（３）　契約者または発電契約者の希望によって､通信設備等の施設場所を変更し、またはこれに準ずる工事をする場合には、当社は、実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

（４）　系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は、発電契約者で施設していただきます。

　なお、施設等に要した費用の実費について、当社から発電契約者にお支払いいたします。

65　専用供給設備

（１）　当社は、次の場合には、契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合、受電地点への供給設備については66（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）または（４）の工事費負担金を、供給地点への供給設備については69(供給地点への供給設備の工事費負担金)（２）の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され、かつ、当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ　44（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由、または発電場所、需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により、特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

（２）　（１）の専用設備は、受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は、当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤、継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。)に限ります。ただし､特別の事情がある場合は、受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

（３）　（２）において、開閉所および蓄電所は、変電所とみなします。

（４）　（１）および（２）において、受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい、供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

（５）　当社は、供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし､（１）イの場合は､次に該当する場合で、いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で、いずれの契約者または発電契約者も、当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が、当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

Ⅷ　工事費の負担

66　受電地点への供給設備の工事費負担金

（１）　受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには、当社は、別表14（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において、受電側接続設備とは、当社が高圧または特別高圧で受電する場合において、受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は、基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また、Ⅷ（工事費の負担）の各項において、受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい、開閉所および蓄電所は、変電所とみなします。

（２）　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

（イ）　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点へ

の供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額

なお、この場合も、（１）の工事費負担金を申し受けます。

（ロ） 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、65（専用供給設備）（２）によるものといたします。

（ハ） 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。）を施設する場合は、ａおよびｂの金額

ａ　当該供給設備の工事費のうち、発電等設備の設置にともなう電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額

ただし、託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150729資第10号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ（ハ）ａただし書の適用を受ける場合は、ただし書により算定した金額といたします。

ｂ　発電設備等からの出力により、当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で、これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには、ａにかかわらず、次の金額

新増加契約受電電力１キロワットにつき	3,850円00銭

ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供

給設備として施設する場合は、65（専用供給設備）（２）によるものといたします。

（３） 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は、62（引込線の接続）、63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

（４） 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で、低圧で受電するとき(受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。)は、(２)イ（イ)、(ロ）および（３）にかかわらず、その受電の用に供することによって必要となる工事費（(２）イ（ハ）により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

（５） 工事費の算定

（１)、(２)、(３）および（４）の場合の工事費は、次により算定いたします。

イ　工事費は、発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、標準設計工事費といたします。

（イ） 標準設計工事費は、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）

を加えた金額といたします。

（ロ） 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

（ハ） 土地費は、工事費に含みません。ただし、架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は、その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

（ニ） 架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は、その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

（ホ） 残地補償費は、補償費と明らかに区分されている場合に限り、工事費に含みます。

（ヘ） 建設分担関連費は、電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り、工事費に含みます。

ロ 発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は、イに準じて算定いたします。

ハ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔、管路等を利用して受電する場合は、新たに施設される電線路に必要とされる回線数、管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

（イ） 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

（ロ） 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ニ 当社が特別高圧で受電する電気について、使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接

続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は、変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　（２）イ（ハ）の場合、使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。なお、ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は、高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは、イまたはロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

（６）　受電地点への供給設備の工事費負担金は、受電地点ごとに、発電量調整供給契約ごとに算定いたします。ただし、２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は、次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合、または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は、その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は、発電契約者ごとに算定いたします。この場合、発電契約者ごとの共用部分の工事費は、原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

（７）　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには、当社は、（１）、（２）または（４）にかかわらず、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお、この場合の工事費負担金は、（２）の場合に準じて算定いたします。

67　受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を変更される場合等で、これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置を取り付けるときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし、低圧で受電する場合で、受電の用に供することを主たる目的とするときには、その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

68　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し、または契約受電電力等を増加される場合で、これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには、当社は、工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合、工事費負担金の金額は、工事の内容、接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として、契約者と当社との協議によって定めます。

69　供給地点への供給設備の工事費負担金

（１）　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

（イ）　契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は1,000メートル、地中の場合は150メートルをこえるときには、当社は、その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合、工事

費負担金は、供給地点ごとに算定いたします。

区　分	単　位	金　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,520円00銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	28,050円00銭

なお、張替えまたは添架を行なう場合は、架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント、地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

（ロ）　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は、次によります。

ａ　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合、または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり、かつ、一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は、（１）イ（イ）の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

ｂ　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合、または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり、かつ、一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は、供給地点ごとに算定いたします。この場合、それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については、共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を、新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

（ハ）　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の（イ）の超過こう長は、次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は、地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b　架空供給側接続設備の超過こう長は、架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし、地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は、次によります。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

（イ）　契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには、当社は、その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合、工事費負担金は、供給地点ごとに算定いたします。

a　工 事 費

（ａ）　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトで供給する場合	550円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	176円00銭
	標準電圧100,000ボルトで供給する場合	110円00銭

なお、標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で、支持物に電柱を使用するときには、その部分の単価は、上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。

（ｂ） 地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトで供給する場合	660円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	539円00銭
	標準電圧100,000ボルトで供給する場合	319円00銭

なお、張替えを行なう場合には、その部分の単価は、上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

ｂ 当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	5,500円00銭

（ロ） 契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合で、使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは、新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ 19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は、この（１）の工事費負担金の算定上、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ 次の言葉は、Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

（イ）　供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は、送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

（ロ）　供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

（ハ）　工事こう長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい、実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお、単位は、１メートルとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ホ　低圧で供給する場合、Ⅷ（工事費の負担）の各項において、接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは、次の値が増加する場合といたします。

（イ）　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

（ロ）　契約電力

（ハ）　契約容量

なお、19（接続送電サービス）（２）イ（イ）によって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要場所における負荷設備の総容量等を増加されるときは、接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また、供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場

合は、接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ヘ　高圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）（２）イ（イ）によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕（２）ニで需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19〔接続送電サービス〕（２）イ（イ）に準じて定める場合を含みます。）には、Ⅷ（工事費の負担）の各項において、接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは、需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

（２）　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

（イ）　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額

なお、この場合も、（１）の工事費負担金を申し受けます。

ただし、供給地点が行政庁から認可、認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で、地中供給側接続設備を施設するときは、その工事費の全額からケーブル、変圧器、開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。

（ロ）　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、65（専

用供給設備）（２）によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、65（専用供給設備）（２）によるものといたします。

（３）　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は、62（引込線の接続）、63（計量器等の取付け）、64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

（４）　工事費の算定

（２）および（３）の場合の工事費は、次により算定いたします。

イ　工事費は、契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合

を除き、標準設計工事費とし、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また、算定にあたっては、次のとおりといたします。

（イ） 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

（ロ） 土地費は、工事費に含みません。ただし、架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は、その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

（ハ） 架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は、その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

（ニ） 残地補償費は、補償費と明らかに区分されている場合に限り、工事費に含みます。

（ホ） 建設分担関連費は、電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り、工事費に含みます。

（ヘ） 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は、72（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は、イに準じて算定いたします。

ハ （2）イ（イ）に該当し、かつ、その工事費を（1）イ（イ）に定める超過こう長1メートル当たりの金額または（1）ロ（イ）aに定める工事費単価にもとづいて算定することが適当と認められる場合は、イおよびロ

にかかわらず、標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも（１）イ（イ）または（１）ロ（イ）ａにもとづいて算定いたします。この場合、超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔、管路等を利用して供給する場合は、新たに施設される電線路に必要とされる回線数、管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

（イ）　鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

（ロ）　管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について、使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は、新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお、この場合の工事費は、（１）ロ（イ）ａに準じて算定いたします。

ヘ　（２）ロの場合の工事費は、次のとおりといたします。

（イ）　高圧で供給する場合

（１）イ（イ）に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は、イまたはロにかかわらず、その工事費を（１）イ（イ）にもとづいて算定いたします。この場合、超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

（ロ）　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、

イにかかわらず、（１）ロ（イ）ａおよび（ロ）によって算定いたします。

なお、21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で、供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は、（１）ロ（イ）ａの該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ（イ）の場合を除きます。）は、イまたはロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

（５）　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには、当社は、（１）または（２）にかかわらず、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお、この場合の工事費負担金は、（２）の場合に準じて算定いたします。

70　工事費負担金の申受けおよび精算

（１）　当社は、工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお、９（検討および契約の申込み）（４）にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は、系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

（２）　工事費負担金は、次の場合には、工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。

（イ）　設計変更等により、架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

（ロ）　その他特別の事情により、工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　66（受電地点への供給設備の工事費負担金）、67（受電用計量器等の工事費負担金）、68（会社間連系設備の工事費負担金）、69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）（69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕（１）の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は、イに準ずるものといたします。）および69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（３）にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。

（イ）　低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により、電柱（鉄塔、鉄柱を含みます。）、電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合、または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により、工事費負担金に著しい差異が生じた場合

（ロ）　特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

（３）　当社は、工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお、当社が特別高圧で受電または供給する電気について、その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で、その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは、その差額をお返しいたします。

（４）　当社は、66（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ（ハ）に定

める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお、当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について、その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で、その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは、原則としてその差額をお返しいたします。

（５） 当社は、契約者または発電契約者の承諾をえて、専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお、その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は、その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と、既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

（６） 低圧または高圧で供給する場合、居住用の分譲地として整備された地域等において、原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で、すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり、かつ、一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには、当社は、施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）の工事費負担金を当初に申し受けます。

また、工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は、共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても、施設された供給設備に応

じたものといたします。

71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

（１）　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後、契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は、当社は、要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお、実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても、測量監督等に費用を要したときは、その実費を契約者から申し受けます。

（２）　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後、発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は、当社は、要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし、発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は、供給設備の工事を行なう前であっても、原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお、電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は、当社は、系統連系保証金をお返しいたします。

また、実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても、測量監督等に費用を要したときは、その実費を発電契約者から申し受けます。

72　臨時工事費

（１）　20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で、これにともない新たに供給設備を施設するときには、当社は、新たに施設する供給設備の工事

費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を、臨時工事費として、契約者から、原則として工事着手前に申し受けます。

なお、低圧または高圧で供給する場合、撤去後の資材の残存価額は、変圧器、開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント、その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

また、特別高圧で供給する場合、原則として、撤去後の資材のうち変圧器、開閉器等の機器については、契約使用期間１月（１月未満は、１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

（２） 臨時工事費を申し受ける場合は、69（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

（３） 低圧または高圧で供給する場合、新たに施設する供給設備のうち、当社が将来の需要等を考慮して常置し、かつ、無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

（４） 臨時工事費の精算は、70（工事費負担金の申受けおよび精算）（２）ロの場合に準ずるものといたします。

73 工事費等に関する契約書の作成

当社は、契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は、工事費等に関する必要な事項について、原則として工事着手前に、契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

74　保安の責任

当社は、受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について、保安の責任を負います。

75　保安等に対する発電者および需要者の協力

（１）　次の場合には、発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には、当社は、ただちに適当な処置をいたします。

イ　発電者または需要者が、引込線、計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり、または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ　発電者または需要者が、発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり、または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり、それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

（２）　発電者または需要者が、当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で、当社が保安上必要と認めるときは、その期間について、当社は、（１）に準じて、適当な処置をいたします。

（３）　発電者または需要者が、当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置、変更または修繕工事をされる場合および物件の設置、変更または修繕工事をされた後、その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には、その内容を当社に通知していただきます。この場合において、保安上とくに必要があるときには、当社は、発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

（４）　当社は、必要に応じて、託送供給または発電量調整供給の開始に先だち、接続供給電力または発電量調整受電電力を遮断する開閉器の操作方法等につ

いて、発電者および需要者と協議を行ないます。

76 調　　査

（1） 当社は、法令で定めるところにより、需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお、需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。

（2） 調査は、次の事項について行ないます。ただし、必要がないと認められる場合には、その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点検

（3） 当社は、（1）の調査の結果、技術基準に適合していると認めるときはその旨を、適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を、需要者にお知らせいたします。

なお、調査結果の通知は、調査年月日、係員、調査についての照会先等を記載した文書等により、原則として調査時に行ないます。

77 調査等の委託

（1） 当社は、76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

（2） 当社は、（1）によって委託した場合には、委託先の名称、所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により、需要者にお知らせいたします。

78 調査に対する需要者の協力

（1） 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には、その工事が完成したとき、すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきま

す。

（２） 当社は、76（調査）（１）により調査を行なうにあたり、必要があるときは、需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

79 検査または工事の受託

（１） 低圧で供給する場合、契約者または需要者は、保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

（２） （１）の申込みを受けた場合には、当社は、すみやかに検査を行ないます。この場合には、当社は、検査料として実費を申し受けます。ただし、軽易なものについては、無料とすることがあります。

（３） 低圧で供給する場合、契約者または需要者は、保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

（４） （３）の申込みを受けた場合には、当社は、できる限りこれを受託いたします。受託したときには、当社は、実費を申し受けます。ただし、電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては、材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

80 自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については、この約款のうち次のものは、適用いたしません。

（１） 76（調査）

（２） 77（調査等の委託）

（３） 78（調査に対する需要者の協力）

（４） 79（検査または工事の受託）

附　　則

1　この約款の実施期日

この約款は、2024年４月１日から実施いたします。

2　受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電圧および供給電圧については、当社の供給設備の都合でやむをえない場合には、当分の間、本則の規定にかかわらず標準電圧3,000ボルトまたは標準電圧30,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において、料金その他の供給条件は、次によります。

（１）　標準電圧3,000ボルトで託送供給等を行なう場合には、標準電圧6,000ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

（２）　標準電圧30,000ボルトで託送供給等を行なう場合には、標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

3　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

（１）に定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者から申出がある場合は、料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

（１）　適用範囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が、当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、物理的に区分する等、何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており、（イ）およ

び（ロ）を明確に区分して定めることが可能であること。ただし、技術上、経済上、やむをえない場合等特別の事情がある場合は、（イ）および（ロ）をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

（イ）　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

（ロ）　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については、あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

（２）　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め、19（接続送電サービス）（３）イ（ロ）ｃ、（ハ）ｃ、（ニ）ｃ、（ホ）ｃ、（ヘ）ｃ、（ト）ｃ、ロ（イ）ｃ、（ロ）ｃ、（ハ）ｃ、ハ（イ）ｃ、（ロ）ｃもしくは（ハ）ｃ、または、20（臨時接続送電サービス）（３）イ（ロ）ｃ、（ニ）ｃ、ロ（ハ）もしくはハ（ハ）の適用にあたっては、接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上、イ（イ）または（ロ）により、接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約容量または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお、高圧または特別高圧で供給する場合で、１年を通じて最大需要電力

等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は、19（接続送電サービス）（４）ロにかかわらず、ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

（イ）　接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は、次のとおりといたします。ただし、接続供給課金対象電力の算定上、１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力

＝揚水最大電力等×揚水等損失率＋その他最大電力等

（ロ）　接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は、次のとおりといたします。

接続供給課金対象電力量

＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率＋その他接続供給電力量

ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は、需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）、揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ の 他

（イ）　19（接続送電サービス）（３）イ（イ）ａに該当する場合は、19（接続送電サービス）（３）イ（ロ）ａ、（ハ）ａまたは（ニ）ａにかかわらず、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

（ロ）　20（臨時接続送電サービス）（３）イ（イ）ａに該当する場合は、20（臨時接続送電サービス）（３）イ（ロ）ａにかかわらず、電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

（ハ）　20（臨時接続送電サービス）（３）イ（ハ）ａに該当する場合は、20（臨時接続送電サービス）（３）イ（ニ）ａにかかわらず、動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

（３）　電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、接続対象計画電力量、接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）(12)、(20) および (21) にかかわらず、次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設

備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、契約者は、別途、当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、31（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調

整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、31（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

（４） 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については、63（計量器等の取付け）によるものといたします。また、これに加え、（１）イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、（１）ロによって区分する場合には、区分するために必要な計量器およびその付属装置は、原則として、当社の所有とし、当社の負担で取り付けます。

（５） 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は、30（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず、供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合、接続供給電力量および最大需要電力等は、計量された接続供給電力量および最大需要電力等を、供給電圧と同位にするために、あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

４　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

（１） 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場

合は、原則として、契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し、特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合、契約者が締結する特定契約に係る発電設備、特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は、同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

（２）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち、契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は、受電地点特定番号を明らかにして、申込書（当社所定の様式によります。）により、受電側接続検討の申込みをしていただきます。

（３）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され、または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは、当社は、51（契約の変更）（３）に準じて契約を変更していただくことがあります。

（４）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは、契約者は、当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について、特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

（５）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループに

おける特定契約が2016年４月１日以降に締結され、かつ、再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備（以下「バイオマス発電設備」といいます。）であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）（２）イは、適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は、18（料金）（２）にかかわらず、18（料金）（２）に定める料金、ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）およびロ（ハ）にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

ただし、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）およびロ（ハ）にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

この場合、23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ロ）およびロ（ロ）にかかわらず、発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ロ）に準じて算定したものの合計とし、

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ロ）に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、26（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

なお、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、26（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。ただし、39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は、39（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合、26（給電指令時補給電力）（２）ロにかかわらず、給電指令時補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について、それぞれ26（給電指令時補給電力）（２）ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）と

いたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

（イ）　29（料金の算定期間）

（ロ）　33（料金の算定）

（ハ）　34（支払義務の発生および支払期日）

（ニ）　35（料金その他の支払方法）

（ホ）　36（保証金）

（ヘ）　48（違約金）

（ト）　55（解約等）

ト　当社は、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

　また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

　なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合で、当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なった

ときは、トにかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には、すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また、この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

（６）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（（５）において、契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は、18（料金）（２）にかかわらず、18（料金）（２）に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

（イ）　29（料金の算定期間）

（ロ） 33（料金の算定）

（ハ） 34（支払義務の発生および支払期日）

（ニ） 35（料金その他の支払方法）

（7） （1）により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において、イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また、特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で、契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は、当分の間、必要となるその他の供給条件は、ロからホのとおりといたします。

イ 適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

（イ） 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で、特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

（ロ） 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で、契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ 供給および契約の単位

当社は、15（供給および契約の単位）（1）にかかわらず、1発電場所について1系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し、1電気方式、1引込、2計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合、当該発電場所に係る発電バランシンググループは、計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は、30（計量）（１）にかかわらず、発電量調整受電電力量は、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により、受電電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。また、受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより、30分ごとに、発電バランシンググループごとに、電力量を仕訳いたします。この場合、31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　38（託送供給等の実施）（３）へは、適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は、当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお、必要に応じて契約者、発電契約者および発電者に協力していただきます。

（８）　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合、当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は、当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に、当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい、特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし、30分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は、当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、

イの電力量の仕訳に係る順位を、38（託送供給等の実施）（３）へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は、算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は、当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき、本則に準じて算定いたします。

（９）　その他の事項については、発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。

５　離島についての特別措置

（１）　系統連系受電サービス料金

電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は、22（系統連系受電サービス）（３）イにかかわらず、次のとおりといたします。

系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	特別高圧系統のある離島 （島根県：島後、中ノ島、西ノ島、知夫里島）	76円98銭
	特別高圧系統のない離島 （山口県：見島）	76円93銭

（２）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

単価または給電指令時補給電力料金単価については、23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）、24（接続対象計画差対応電力）（２）イ（ハ）、25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）、26（給電指令時補給電力）（１）ニまたは（２）ニにかかわらず、次のとおりといたします。

１キロワット時につき	42円09銭

ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。

（３） 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ハ）、24（接続対象計画差対応電力）（２）ロ（ハ）または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ハ）にかかわらず、次のとおりといたします。

１キロワット時につき	19円27銭

６　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量、接続供給電力量、最大連系電力等および最大需要電力等は、30（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、発電量調整受電電力量、接続供給電力量、最大連系電力等および最大需要電力等は、計量された発電量調整受電電力量、接続供給電力量、最大連系電力等および最大需要電力等を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

（１）　低圧で供給する場合で、30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については、次のとおりといたします。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は、移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし、移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は、移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ、19（接続送電サービス）（２）イ（ロ）、（ハ）または20（臨時接続送電サービス）（２）イによって、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約容量を定める場合で、移行期間において、接続送電サービスの種別、臨時接続送電サービスの種別、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約容量等を変更したことにより、料金に変更があったときは、移行期間における接続供給電力量を、料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約容量を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合、移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を、イに準じて、30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）（２）イ（イ）によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は、当分の間、19（接続送電サービス）（２）イ（イ）にかかわらず、供給地点ごとに、負荷設備の容量等を基準として､契約者と当社との協議によって定めることがあります。

（２）　発電量調整供給の場合で、当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は、当分の間、発電契約者と当社との協議によって定めます。

８　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

（１）　１発電場所において、調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で、当該複数の調整電源のうち、一部の調整電源の故障等が発生したときは、31（電力および電力量の算定）（18）イおよび（19）イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、31（電力および電力量の算定）（２）イにかかわらず、発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を、当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

（２）　１発電場所において、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また、当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は、発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合、31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、協議により定めた値を、当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

9　損害賠償の免責についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で、39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し、または中止したことにより、発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは、49（損害賠償の免責）（１）にかかわらず、発電契約者の求めに応じ、当社は、当該損害について、再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として、補償するものといたします。

なお、当社は、同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について、賠償の責めを負いません。

10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

（１）　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。

イ　適用範囲

契約者が次の時間帯に、19（接続送電サービス）（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

（イ）　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間および10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における土曜日、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間

（ロ） 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

（イ） 契約者は、この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称、需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして、当社所定の様式により、申込みをしていただきます。

（ロ） 原則として、当社が指定する期限までに、使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は、19（接続送電サービス）（２）ニによって定めた値といたします。

なお、19（接続送電サービス）（２）ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上、この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は、その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）（２）ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は、19（接続送電サービス）（３）ロ（イ）ｃ（ａ）、（ロ）ｃ（ａ）、ハ（イ）ｃ（ａ）または（ロ）ｃ（ａ）における需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし、その１月にこの特別措置により電気を使用し、かつ、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は、19（接続送電サービス）（３）ロ（イ）ｃ（ａ）、（ロ）ｃ（ａ）、ハ（イ）ｃ（ａ）または（ロ）ｃ

（ａ）に準じて算定いたします。

ホ　そ の 他

（イ）　当社は、契約者との間で、この特別措置の適用に必要となる事項について、別途覚書を締結することがあります。

（ロ）　当社は、電気の需給状況その他によってやむをえない場合には、この特別措置の適用をしないことがあります。

（２）　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）（４）の適用を受ける供給地点において、需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない、１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間、軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、当分の間、19（接続送電サービス）（４）にかかわらず、19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から（イ）によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

（イ）　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は、19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合、19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は、（ロ）のピークシフト電力といたします。

（ロ）　ピークシフト電力

ピークシフト電力は、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限と

して、負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

（ハ） １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお、それが19（接続送電サービス）（４）の取扱い適用後１年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕（４）によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

（ニ） この特別措置の適用にともない、19（接続送電サービス）（４）ハに該当する場合であっても、19（接続送電サービス）（４）ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果、１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し、かつ、契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、当分の間、19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から（イ）によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

（イ） ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は、19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合、19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は、（ロ）のピークシフト電力といたし

ます。

（ロ）　ピークシフト電力

ピークシフト電力は、需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

（ハ）　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお、それが本取扱い適用後１年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け、かつ、イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は、附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）（２）ロまたはイ（ロ）もしくはロ（ロ）にかかわらず、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）、揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

11　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について、電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は、受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし、９（検討および契約の申込み）（１）にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合、検討料については、選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

12　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）（２）への場合で、連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年１月31日までに受領し、当該受電側接続検討を当社が2023年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、26（給電指令時補給電力）（２）ニ、31（電力および電力量の算定）(18) ロおよび (19) ロにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

13　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者、発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい、電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配

電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で、当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力、接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について、当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し、かつ、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ、発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。

（１）　代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で、１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは、次のとおりとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず、自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き、１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし、１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合、当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし、この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を、代表契約者としてあらかじめ選任していただき、かつ、契約者が行なう、当社との手続きおよび協議、この約款に定める金銭債務の支払い等は、代表契約者を通じて行なっていただきます。また、当社は、契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし、当社は、必要に応じて、代表契約者以外の契約者と、協議等をさ

せていただくことがあります。

ロ　契約者は、配電事業者と締結する接続供給契約においても、イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし、イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し、イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

（２）　契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で、需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは、８（契約の要件）（４）イにかかわらず、次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して、次の（イ）および（ロ）の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し、当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

（イ）　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

（ロ）　需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し、実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し、実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう、当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者

との間で適切な契約がなされていること。

（3） 供給および契約の単位

イ　接続供給の場合、契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について、この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合、発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について、この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合、需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について、この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお、需要抑制契約者は、需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

（4） 料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて、発電量調整受電計画差対応電力の算定上、23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

（イ） 適　　用

発電バランシンググループにおいて、39（給電指令の実施等）（５）もしくは（６）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

（ロ） 発電量調整受電計画差対応電力

ａ　発電量調整受電計画差対応補給電力

（ａ） 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

（ｂ） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に（ｃ）の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ｃ） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ｂ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

（ａ） 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）ロの発電

量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

（ｂ）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に（ｃ）の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ｃ）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて、接続対象計画差対応電力の算定上、24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

（イ）　適　　用

39（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

（ロ）　接続対象計画差対応電力

ａ　接続対象計画差対応補給電力

（ａ）　適用範囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が、その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

（ｂ）　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に（ｃ）の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ｃ）　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ｂ　接続対象計画差対応余剰電力

（ａ）　適用範囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が、その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

（ｂ）　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に（ｃ）の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ｃ）　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて、需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上、25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、

次のとおりといたします。

（イ） 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

（ロ） 需要抑制量調整受電計画差対応電力

ａ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

（ａ） 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

（ｂ） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に（ｃ）の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ｃ） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ｂ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

（ａ） 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

（ｂ）　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に（ｃ）の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ｃ）　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて、給電指令時補給電力の算定上、26（給電指令時補給電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

（イ）　契約者に係る給電指令時補給電力料金

ａ　適用範囲

39（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ｂ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ｃ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、（５）ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

（ロ）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

39（給電指令の実施等）（５）もしくは（６）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、（５）チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、39（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る

電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。また、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。

（５） 電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は、31（電力および電力量の算定）（３）にかかわらず、ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は、31（電力および電力量の算定）（４）ロにかかわらず､受電地点(配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。)において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は、31（電力および電力量の算定）(11）にかかわら

ず、ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は、31（電力および電力量の算定）(12）にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は、31（電力および電力量の算定）(15）にかかわらず、への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は、31（電力および電力量の算定）(16）にかかわらず、当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは、31（電力および電力量の算定）(17）にかかわらず、需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また、配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は、１接続送電サービス等ごとといたします。）に、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は、31（電力および電力量の算定）(18）ロにかかわらず、次の（イ)、（ロ）および（ハ）によって算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。

（イ）　30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ロ）　次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当

該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　39（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c　39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

（ハ）　次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハま

たはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

ｃ　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり、かつ、当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して、39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、

39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

ｄ　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が､39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場

合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

ｅ　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等、39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた

値が、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り、かつ、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

（ｃ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、

39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）(19) ロにかかわらず、30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合、39（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき、39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整

供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は、31（電力および電力量の算定）（20）にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、31（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量

＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は､31（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量

＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上､当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電

計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）（14）ロを適用し、かつ、配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は、次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ベースライン

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）（23）にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、31（電力および電力量の算定）（14）ロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなし

ます。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

（６） 託送供給等の実施

イ　接続供給の場合、契約者は、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に、配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合、発電契約者は、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に、配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合、需要抑制契約者は、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に、配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

（７） 解 約 等

当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには、55（解約等）（１）ハ（イ）、（ロ）、（ハ）または（ニ）にかかわらず、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は、８（契約の要件）（１）を、発電量調整供給の場合は、８（契約の要件）（２）を、需要抑制量調整供給の場合は、８（契約の要件）

（４）ロ、ハ、ニもしくはホまたは（２）を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

（８）　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（１）にかかわらず、原則として、当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で、配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し、特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合、契約者が締結する特定契約に係る発電設備、特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は、同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループ

における特定契約が2016年４月１日以降に締結され、かつ、バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

（イ） 発電量調整供給に係る料金は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）ロにかかわらず、18（料金）（２）に定める料金、（ロ）により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

（ロ） インバランスリスク料は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）ホにかかわらず、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ） 当社は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）トにかかわらず、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社、配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決

定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

（ニ） ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合で、当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは、（ハ）にかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて、契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（６）ロにかかわらず、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

（９） 離島ついての特別措置

イ 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

単価または給電指令時補給電力料金単価については、（４）イ（ロ）ａ（ｃ）、（４）ロ（ロ）ａ（ｃ）、（４）ハ（ロ）ａ（ｃ）または（４）ニ（イ）ｄもしくは（４）ニ（ロ）ｄにかかわらず、次のとおりといたします。

１キロワット時につき	42円09銭

ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、（４）イ（ロ）ｂ（ｃ）、（４）ロ（ロ）ｂ（ｃ）または（４）ハ（ロ）ｂ（ｃ）にかかわらず、次のとおりといたします。

１キロワット時につき	19円27銭

(10)　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）（２）への場合で、みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、（４）ニ（ロ）ｄ、（５）チおよび（５）リにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

(11)　その他の事項については、この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

14　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

（１）　当社は、39（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係

る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、39（給電指令の実施等）（11）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から、30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

（２）　当社は、39（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、39（給電指令の実施等）（11）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

（３）　当社は、39（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、39（給電指令の実施等）（11）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額

に、Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

15　系統連系受電サービス等についての特別措置

（１）　発電場所が、次のいずれかに該当する場合、系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は、22（系統連系受電サービス）（２）ロおよびハならびに41（契約超過金）（２）ロおよびハに準じて定めます。

なお、系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上、次に定める比を、22（系統連系受電サービス）（２）ロおよび41（契約超過金）（２）ロに定める契約受電電力の比とみなします。

また、発電場所がイ（ハ）に該当する場合、22（系統連系受電サービス）（３）イの基本料金および22（系統連系受電サービス）（３）ハ（ハ）の系統設備効率化割引額の算定上、まったく発電または放電しない場合とは、１月においてイ（ハ）における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。

イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

（イ）　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

（ロ）　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合

　発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

（ハ）　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され、かつ、当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で、接続された電気を当社が無償で受電しているとき。

　発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

ロ　イ（イ）、（ロ）または（ハ）に該当する場合で、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。

　当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）

　なお、認定バイオマス比率は、発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。

　また、認定バイオマス比率を変更する場合は、すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。

　ただし、認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（８）イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として、発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたし

ます。

（２）　（１）の場合で、特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず、当該契約を解約したときは、受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、系統連系受電契約は消滅するものとし、また、すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。

なお、この場合には、当社は、その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。

また、発電契約者と同一の者である発電者の場合は、当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

（３）　発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は、太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし､パワーコンディショナーを複数台設置している場合は、各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また、複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は、当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が、（１）イ（ハ）またはロ〔（１）イ（ハ）に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は、当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。

イ　低圧で受電する場合で、その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10未満のとき、または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で、その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大

値が10キロワット未満のとき。

22（系統連系受電サービス）（３）に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）（２）に定める契約超過金は申し受けません。

ロ　低圧で受電する場合で、その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10以上のとき、または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で、その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。

（イ）　22（系統連系受電サービス）（２）イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上、10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

（ロ）　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は、次のとおりといたします。

ａ　41（契約超過金）（２）イ（イ）またはロ（イ）における契約超過受電電力の算定上、10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

ｂ　41（契約超過金）（２）イ（ロ）またはロ（ロ）における契約超過受電電力の算定上、10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。

（４）　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において、イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。

イ　適用範囲

原則として、2024年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け、または、再生可能エネルギー特別措置法第

7条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。

ロ　系統連系受電サービス料金等

22（系統連系受電サービス）（３）に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）（２）に定める契約超過金は申し受けません。

なお、発電場所において、イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は、（イ）、（ロ）または（ハ）により、イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力、系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め、系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。

（イ）　系統連系受電課金対象電力

ａ　イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から、発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。

なお、あん分に必要となる発電出力は、契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。

ｂ　イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から、発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。

なお、認定バイオマス比率は、発電量調整供給契約の申込みに際し

て契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

また、認定バイオマス比率を変更する場合は、すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし、認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（８）イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として、契約者、発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

（ロ） 発電量調整受電電力量

a イの発電設備が、契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について、30（計量）（１）ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（７）ハもしくは（８）イに準じて算定いたします。

b イの発電設備が、再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について、30（計量）（１）ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（７）ハに準じて算定いたします。ただし、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は、発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき、算定いたします。

なお、バイオマス比率は、算定後すみやかに発電契約者または発電

者から当社に通知していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。

（ハ）　契約超過受電電力

ａ　イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

（ａ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は、その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

（ｂ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は、その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。

ｂ　イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

（ａ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は、その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。

（ｂ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービ

ス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は、その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。

（５） 揚水発電設備等が設置された受電地点において、揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合、当該発電量調整供給に係る電気の電力量については、22（系統連系受電サービス）（３）ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし、発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は、次のとおりといたします。

イ　発電設備が（４）イに定める適用範囲に該当する場合

22（系統連系受電サービス）（３）に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）（２）に定める契約超過金を申し受けません。

ロ　発電設備が（４）イに定める適用範囲に該当しない場合

発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し、22（系統連系受電サービス）（３）ロに定める電力量料金を申し受けます。

（６） 発電設備等に係る供給地点において最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は、次のとおりといたします。

イ　18（料金）（３）ロにおいて、当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。

ロ　22（系統連系受電サービス）（２）における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）（２）における契約超過受電電力の算定上、次のとおりといたします。

（イ）　当社との電気の需給契約において、定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。

（ロ）　当社との電気の需給契約において、公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア以上の場合に限ります。)が適用されている場合、公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。

（ハ）　当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし、当社との電気の需給契約における契約容量を接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量とみなし、当社との電気の需給契約における臨時電灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。

ハ　39（給電指令の実施等）（７）において、当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。

ニ　53（契約の廃止）（４）または55（解約等）（５）において、当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。

（７）　2024年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で、イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は、別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間、ロまたはハといたします。

イ　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

県	対象となる市町村
鳥取県	米子市、境港市、西伯郡日吉津村
島根県	出雲市
岡山県	岡山市、玉野市、笠岡市、総社市、瀬戸内市、浅口市、都窪郡早島町、浅口郡里庄町、勝田郡勝央町
広島県	広島市、呉市、三原市、尾道市、福山市、東広島市、安芸郡府中町、安芸郡海田町、安芸郡熊野町、安芸郡坂町、豊田郡大崎上島町
山口県	防府市、下松市、光市、周南市、熊毛郡平生町
香川県	香川郡直島町

ロ　受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）（３）ハ（ロ）によって算定された系統設備効率化割引単価が、22（系統連系受電サービス）（３）ハ（ロ）の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は、22（系統連系受電サービス）（３）ハ（ロ）にかかわらず、22（系統連系受電サービス）（３）ハ（ロ）の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）（３）ハ（ロ）によって算定された系統設備効率化割引単価が、22（系統連系受電サービス）（３）ハ（ロ）の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は、22（系統連系受電サービス）（３）ハ（ロ）にかかわらず、22（系統連系受電サービス）（３）ハ（ロ）の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

16　2025年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置

この約款実施の日から2025年３月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については、39（給電指令の実施等）（９）または（10）にかかわらず、次のとおりといたします。

（１）　当社は、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハ、トまたは（３）によって、需要者の電気の使用を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合は、その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

（イ）　割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし、その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし、33（料金の算定）（１）イ、ロ、ニ、ホまたはへの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

（ロ）　割 引 率

１月中の制限し、または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

（ハ）　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は、１日のうち延べ１時間以上制限し、または中止した日を

１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

（イ）　割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし、33（料金の算定）（１）イ、ロ、ニ、ホまたはへの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

（ロ）　割 引 率

１月中の制限し、または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

（ハ）　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は、１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし、１時間未満の端数を生じた場合は、30分以上は切り上げ、30分未満は切り捨てます。

なお、制限時間については、次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　式）

ａ　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H′　＝　修正時間

H　＝　制限時間

D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b　接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

H′ ＝　修正時間

H　＝　制限時間

A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量

B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については、aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

（2）　（1）による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には、電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に3日前までにお知らせして行なう制限または中止は、1月につき1日を限って計算に入れません。

なお、契約者と当社との協議が整った場合は、需要者に3日前までにお知らせしたことをもって契約者に3日前までにお知らせしたものとみなします。

（3）　予備送電サービスの使用を制限し、または中止した場合には、（1）および（2）に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

17　料金についての切替措置

2024年4月1日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては、当社は、33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない、料金を算定いたします。

なお、接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は、料金の算定期間における2024年4月1日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

別　　表

1　契約設備電力の算定

契約設備電力は、原則として、負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。ただし、これによりがたい場合は、主開閉器の定格電流にもとづき別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

2　系統設備効率化割引の対象変電所等

（１）　系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割引区分	割引対象変電所等
Ａ－１	新岡山変電所、笠岡変電所、東岡山変電所（500kVと110kVを連系する設備）、東岡山変電所（500kVと220kVを連系する設備）、岡山変電所、広島中央変電所
Ａ－２	智頭変電所、新鳥取変電所、俣野川開閉所、日野変電所、北松江変電所、松江変電所、新倉敷変電所、井原開閉所、北尾道変電所
Ａ－３	新広島変電所、広島変電所、黒瀬変電所
Ｂ－１	白島変電所、中広島変電所、白神変電所、国泰寺変電所、千田町変電所、三川変電所、鶴見変電所
Ｂ－２	吉成変電所、田島変電所、片原変電所、湖山変電所、大内変電所、米子変電所、車尾変電所、皆生変電所、湊山変電所、法吉変電所、菅田変電所、津田変電所、寺町変電所、出雲変電所、木次変電所、日登変電所、川跡変電所、大社変電所、矢上変電所、浜田変電所、益田変電所、日原変電所、川本変電所、総社変電所、酒津変電所、宮前変電所、堀南変電所、船倉変電所、水島変電所、中畝変電所、児島変電所、

Ｂ－２	今変電所、当新田変電所、古松変電所、内山下変電所、田町変電所、錦町変電所、津倉変電所、島田変電所、国体町変電所、原尾島変電所、長利変電所、大元変電所、七日市変電所、広瀬変電所、玉野変電所、大原変電所、大野変電所、晴海変電所、大竹変電所、石内変電所、宮内変電所、阿品台変電所、八幡変電所、隅の浜変電所、可部変電所、可部南変電所、安変電所、祇園変電所、古市橋変電所、矢口変電所、川内変電所、海田変電所、坂変電所、大州変電所、段原変電所、瀬野川変電所、東海田変電所、東広島変電所、光町変電所、三篠変電所、大芝変電所、西広島変電所、井口変電所、五日市南変電所、五日市変電所、舟入変電所、小網変電所、吉島変電所、己斐変電所、西条変電所、呉変電所、宮原変電所、公園通変電所、上平原変電所、南広島変電所、南宇品変電所、向洋変電所、仁保変電所、仁方変電所、和庄変電所、吉浦変電所、大崎変電所、東尾道変電所、高須変電所、尾道変電所、東三原変電所、山波変電所、栗原変電所、新涯変電所、福山変電所、蔵王変電所、東町変電所、西町変電所、松浜変電所、本庄変電所、大和変電所、大坪変電所、山の田変電所、唐戸変電所、長府変電所、相生変電所、萩変電所、須佐変電所、新大内変電所、徳山変電所、三田尻変電所、権現変電所、川崎変電所、南岩国変電所、麻里布変電所、岩国変電所、愛宕変電所

なお、系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については、原則として2028年４月１日に見直しを行なうものとし、当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

（２） 系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ （１）の割引区分は、10（契約の成立および契約期間）（１）により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお、連系変電所等については、原則として2028年４月１日に見直しを行なうものとし、当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

また、2024年３月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については、原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し、発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ （１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても、（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ （１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても、（１）の割引区分は、イにより適用するものといたします。ただし、適用される22（系統連系受電サービス）（３）ハ（ロ）の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ 2024年４月１日以降、受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について、発電量調整供給の開始または変更以降、（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は、その次の（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り、次のとおりといたします。ただし、適用される22（系統連系受電サービス）（３）ハ（ロ）

の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－１	Ａ－１、Ａ－２、Ａ－３ または割引対象外	Ａ－１
Ａ－２	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２、Ａ－３ または割引対象外	Ａ－２
Ａ－３	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２	Ａ－２
	Ａ－３または割引対象外	Ａ－３
Ｂ－１	Ｂ－１、Ｂ－２ または割引対象外	Ｂ－１
Ｂ－２	Ｂ－１	Ｂ－１
	Ｂ－２または割引対象外	Ｂ－２

３　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）（２）イ（ロ）もしくは（ハ）または20（臨時接続送電サービス）（２）イ（イ）ｂもしくは（ロ）ｂの場合の契約電力または契約容量は、次により算定いたします。ただし、契約電力を算定する場合は、力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

（１）　供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1{,}000}$$

なお、交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧

は、200ボルトといたします。

（２） 供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

契約主開閉器の定格電流（アンペア）×電圧（ボルト）×1.732× $\frac{1}{1{,}000}$

４　負荷設備の入力換算容量

（１） 照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は、次のイ、ロ、ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力(ワット) ×150パーセント	管灯の定格消費電力(ワット) ×125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力(ワット) ×200パーセント	

ロ　ネオン管灯

2次電圧(ボルト)	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換算容量	
	入力(ボルトアンペア)	入力(ワット)
999以下	40	40
1,149 〃	60	60
1,556 〃	70	70
1,759 〃	80	80
2,368 〃	100	100

ニ　水銀灯

出力（ワット）	換算容量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60 〃	80	170	70
80 〃	100	190	90
100 〃	150	200	130
125 〃	160	290	145
200 〃	250	400	230
250 〃	300	500	270
300 〃	350	550	325
400 〃	500	750	435
700 〃	800	1,200	735
1,000 〃	1,200	1,750	1,005

（２） 誘導電動機

イ　単相誘導電動機

（イ） 出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は、換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

（ロ） 出力がワット表示のものは、次のとおりといたします。

出　　力（ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35以下	－	160	出力（ワット）×133.0パーセント
45　〃	－	180	
65　〃	－	230	
100　〃	250	350	
200　〃	400	550	
400　〃	600	850	
550　〃	900	1,200	
750　〃	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換 算 容 量（入力〔キロワット〕）
出力（馬力）　× 93.3パーセント 出力（キロワット）　×125.0パーセント

（３） レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は、次によります。

なお、レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は、いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別 （携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧 （キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流） （ミリアンペア）	換算容量（入力） （キロボルトアンペア）
治療用装置			定格1次最大入力（キロボルトアンペア）の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過30ミリアンペア以下	1.5
		30　〃　50　〃	2
		50　〃　100　〃	3
		100　〃　200　〃	4
		200　〃　300　〃	5
		300　〃　500　〃	7.5
		500　〃　1,000　〃	10
	95キロボルトピーク超過100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過300ミリアンペア以下	6
		300　〃　500　〃	8
		500　〃　1,000　〃	13.5
	100キロボルトピーク超過125キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	9.5
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	11
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置		コンデンサ容量0.75マイクロファラッド以下	1
		0.75マイクロファラッド超過1.5マイクロファラッド以下	2
		1.5　〃　3　〃	3

（４）　電気溶接機

電気溶接機の換算容量は、次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

$$\text{入力（キロワット）} = \text{最大定格１次入力（キロボルトアンペア）} \times 70\text{パーセント}$$

ロ　イ以外の場合

$$\text{入力（キロワット）} = \text{実測した１次入力（キロボルトアンペア）} \times 70\text{パーセント}$$

（5） そ の 他

イ （1）、（2）、（3）および（4）によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は、実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし、特別の事情がある場合は、定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ 動力と一体をなし、かつ、動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は、動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ 予備設備であることが明らかな電気機器については、契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

5 離島ユニバーサルサービス調整

（1） 離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ 離島平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき、次の算式によって算定された値といたします。

なお、離島平均燃料価格は、100円単位とし、100円未満の端数は、10円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格＝A×α＋B×β＋C×γ

A＝各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格

B＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均液化天然ガス価格

C＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格

α＝1.0000

β＝0.0000

γ＝0.0000

なお、各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格、１トン当たりの平均液化天然ガス価格および１トン当たりの平均石炭価格の単位は、１円とし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ロ　離島基準燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島基準燃料価格は、79,300円といたします。

ハ　離島調整上限燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は、119,000円といたします。

ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は、次の算式によって算定された値といたします。

なお、離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は、１銭とし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（イ）　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島基準燃料価格} - \text{離島平均燃料価格}) \times \frac{\text{（２）の離島基準単価}}{1{,}000}$$

（ロ）　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り、かつ、離島調整上限燃料価格以下の場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{（２）の離島基準単価}}{1{,}000}$$

（ハ）　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合

離島平均燃料価格は、離島調整上限燃料価格といたします。

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島調整上限燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{（２）の離島基準単価}}{1{,}000}$$

ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は、その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に係る電気に適用いたします。

（イ）　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、（ロ）、（ハ）および（ニ）の場合を除き、次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年１月１日から３月31日までの期間	その年の５月の検針日から６月の検針日の前日までの期間
毎年２月１日から４月30日までの期間	その年の６月の検針日から７月の検針日の前日までの期間
毎年３月１日から５月31日までの期間	その年の７月の検針日から８月の検針日の前日までの期間
毎年４月１日から６月30日までの期間	その年の８月の検針日から９月の検針日の前日までの期間
毎年５月１日から７月31日までの期間	その年の９月の検針日から10月の検針日の前日までの期間

毎年６月１日から８月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年７月１日から９月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年８月１日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の１月の検針日の前日までの期間
毎年９月１日から11月30日までの期間	翌年の１月の検針日から２月の検針日の前日までの期間
毎年10月１日から12月31日までの期間	翌年の２月の検針日から３月の検針日の前日までの期間
毎年11月１日から翌年の１月31日までの期間	翌年の３月の検針日から４月の検針日の前日までの期間
毎年12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は、翌年の２月29日までの期間）	翌年の４月の検針日から５月の検針日の前日までの期間

（ロ）　記録型計量器により計量する場合で、当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは、（ニ）の場合を除き、その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、（イ）に準ずるものといたします。この場合、（イ）にいう検針日は、計量日といたします。

（ハ）　定額接続送電サービスの場合は、各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、（イ）に準ずるものといたします。この場合、（イ）にいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け、料金の算定期

間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間、または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は、（イ）にいう検針日は、応当日といたします。

（ニ） 検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については、各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、（イ）に準ずるものといたします。この場合、（イ）にいう各月の検針日は、その月の翌月の初日といたします。

ヘ 離島ユニバーサルサービス調整額

（イ） 定額制供給の場合

ａ 電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は、ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

ｂ 電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は、ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

（ロ） 従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は、その１月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

（２） 離島基準単価

離島基準単価は、離島平均燃料価格が1,000円変動した場合の値といたします。

イ 定額制供給の場合

（イ） 電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は、各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといた

します。

電灯	10ワットまでの１灯につき	４厘
	10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	９厘
	20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	１銭８厘
	40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	２銭５厘
	60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	４銭３厘
	100ワットをこえる１灯につき50ワットまでごとに	２銭１厘
小型機器	50ボルトアンペアまでの１機器につき	１銭３厘
	50ボルトアンペアをこえ 100ボルトアンペアまでの１機器につき	２銭５厘
	100ボルトアンペアをこえる１機器につき 50ボルトアンペアまでごとに	１銭３厘

（ロ）　電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は、契約負荷設備の総容量（入力）によって、１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	０厘
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	１厘
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	１厘
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	７厘
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	７厘

（ハ） 動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は、次のとおりといたします。ただし、臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は、臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット １日につき	８厘

ロ 従量制供給の場合

離島基準単価は、次のとおりといたします。

１キロワット時につき	１厘

（３） 離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は、（１）イの各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格、１トン当たりの平均液化天然ガス価格、１トン当たりの平均石炭価格および（１）ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

6　平均力率の算定

（１）　平均力率は、無効電力量を有効電力量で除してえた値（端数は、小数点以下第５位で四捨五入いたします。）に応じて、次のとおりといたします。

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
0.0000から	0.1004まで	100	0.7631から	0.7892まで	79
0.1005	0.1752	99	0.7893	0.8154	78
0.1753	0.2279	98	0.8155	0.8419	77
0.2280	0.2718	97	0.8420	0.8685	76
0.2719	0.3106	96	0.8686	0.8954	75
0.3107	0.3461	95	0.8955	0.9225	74
0.3462	0.3793	94	0.9226	0.9500	73
0.3794	0.4108	93	0.9501	0.9778	72
0.4109	0.4409	92	0.9779	1.0060	71
0.4410	0.4701	91	1.0061	1.0345	70
0.4702	0.4984	90	1.0346	1.0636	69
0.4985	0.5261	89	1.0637	1.0931	68
0.5262	0.5533	88	1.0932	1.1231	67
0.5534	0.5801	87	1.1232	1.1536	66
0.5802	0.6066	86	1.1537	1.1848	65
0.6067	0.6329	85	1.1849	1.2166	64
0.6330	0.6590	84	1.2167	1.2490	63
0.6591	0.6850	83	1.2491	1.2822	62
0.6851	0.7110	82	1.2823	1.3161	61
0.7111	0.7370	81	1.3162	1.3508	60
0.7371	0.7630	80	1.3509	1.3864	59

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
1.3865から	1.4229まで	58	2.7207から	2.8126まで	34
1.4230	1.4603	57	2.8127	2.9099	33
1.4604	1.4988	56	2.9100	3.0130	32
1.4989	1.5384	55	3.0131	3.1225	31
1.5385	1.5792	54	3.1226	3.2390	30
1.5793	1.6211	53	3.2391	3.3633	29
1.6212	1.6644	52	3.3634	3.4962	28
1.6645	1.7091	51	3.4963	3.6389	27
1.7092	1.7554	50	3.6390	3.7919	26
1.7555	1.8031	49	3.7920	3.9572	25
1.8032	1.8526	48	3.9573	4.1362	24
1.8527	1.9039	47	4.1363	4.3305	23
1.9040	1.9571	46	4.3306	4.5424	22
1.9572	2.0124	45	4.5425	4.7744	21
2.0125	2.0700	44	4.7745	5.0298	20
2.0701	2.1299	43	5.0299	5.3121	19
2.1300	2.1923	42	5.3122	5.6261	18
2.1924	2.2576	41	5.6262	5.9775	17
2.2577	2.3258	40	5.9776	6.3736	16
2.3259	2.3972	39	6.3737	6.8237	15
2.3973	2.4721	38	6.8238	7.3396	14
2.4722	2.5507	37	7.3397	7.9373	13
2.5508	2.6334	36	7.9374	8.6380	12
2.6335	2.7206	35	8.6381	9.4712	11

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
9.4713から	10.4787まで	10	22.1998から	28.5539まで	4
10.4788	11.7221	9	28.5540	39.9875	3
11.7222	13.2958	8	39.9876	66.6667	2
13.2959	15.3521	7	66.6668	199.9975	1
15.3522	18.1543	6	199.9976	∞	
18.1544	22.1997	5			

なお、平均力率は、次の算式にもとづき計算しています。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

（２） 有効電力量および無効電力量の計量については、30（計量）に準ずるものといたします。ただし、有効電力量または無効電力量は、30（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、有効電力量または無効電力量は、計量された有効電力量または無効電力量を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

７　契約負荷設備の総容量の算定

（１） 差込口の数と電気機器の数が異なる場合は、次によって算定された値にもとづき、契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合、最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

（イ）　住宅、アパート、寮、病院、学校および寺院

１差込口につき　50ボルトアンペア

（ロ）　（イ）以外の場合

１差込口につき　100ボルトアンペア

（２）　契約負荷設備の容量を確認できない場合は、（１）ロに準じて算定いたします。

８　発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

（１）　発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は、原則として、別表11（発電計画･調達計画･販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし、発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には、当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち、卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において、電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は、通知を受けた変更後の値といたします。また、約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち、イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのう

ちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお、当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合、販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は、30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

発電バランシンググループごとの発電計画

＝みなし発電計画の値

$$\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

（２） 接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は、原則として、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし、契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち、卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において、電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は、通知を受けた変更後の値といたします。また、約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち、イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお、当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合、調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

（３） 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は、原則として、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし、需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、当該計画は次に定める値とみなします。

（イ） 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち、卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において、電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は、通知を受けた変更後の値といたします。また、約定がない場合は零とみなします。）

（ロ） 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち、（イ）以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、次の（イ）または（ロ）に該当する場合は、次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合、みなし需要抑制計画が負となるときの31（電力

および電力量の算定）(14) イ（ロ）および（ハ）の需要抑制量調整受電計画電力量は、当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお、需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は、30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画

＝みなし需要抑制計画の値

$$\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

（イ） 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

（ロ） 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

9 電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は、原則として次によります。

（1） 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ 接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし、33（料金の算定）（1）イ、ロ、ニまたはホの場合は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し、

協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

<table>
<tr><td rowspan="7">電灯定額接続送電サービス</td><td rowspan="6">電灯である契約負荷設備</td><td>10ワットまでの１灯につき</td><td>10ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき</td><td>20ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき</td><td>40ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき</td><td>60ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき</td><td>100ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>100ワットをこえる１灯につき50ワットまでごとに</td><td>50ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td colspan="2">小型機器である契約負荷設備１機器につき</td><td>20キロワット時</td></tr>
<tr><td colspan="3">電灯臨時定額接続送電サービス</td><td>契約灯個数×40キロワット時</td></tr>
<tr><td colspan="3">動力臨時定額接続送電サービス</td><td>契約電力×200時間</td></tr>
</table>

ロ　月別使用時間

月別使用時間は、計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月間使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月間使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし、閏年となる場合における3月の月別使用時間は、上表にかかわらず、415時間といたします。

（2）　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし、協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力または契約容量の変更があった場合は、料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

（イ）　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

（ロ）　前3月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で、取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお、この場合の計量器の取付けは、63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお、公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は、次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

（イ）　契約者の申出により測定したときは、申出の日の属する月

（ロ）　当社が発見して測定したときは、発見の日の属する月

（3）　（1）または（2）によって接続供給電力量を定める場合、協定期間の30分ごとの接続供給電力量は、協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし、（2）によって接続供給電力量を定める場合で、協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは、協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

（4）　発電量調整受電電力量の協定については、（2）および（3）に準ずるものといたします。

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度、
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月、
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週、
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎　　年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎　　日
午前10時</td><td>毎　　日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需　要
想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td rowspan="2">需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="4">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">―</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは、４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）翌々日計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度、
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月、
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週、
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎　　年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎　　日
午前10時</td><td>毎　　日
午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時、作業の終了日時、停止内容、その他必要な項目</td><td>―</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td rowspan="2">―</td><td rowspan="2">―</td><td colspan="4">計画外作業</td></tr>
<tr><td colspan="4">計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは、４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は、発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）計画外作業および計画作業の変更分については、発生のつど、すみやかに提出していただきます。
（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注６）翌々日計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度、第２年度）</td><td>月間計画
（翌月、翌々月）</td><td>週間計画
（翌週、翌々週）</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎　年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎　日
午前10時</td><td>毎　日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30分ごとの値</td></tr>
</table>

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは、当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは、４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）翌々日計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は、次のとおりといたします。

（１）　照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は、次によります。

使用電圧（ボルト）	管灯の定格消費電力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
	60	17
	80	25
	100	30
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ　ネオン管灯（１次電圧100ボルトの場合といたします。）

変圧器２次電圧（ボルト）	変圧器容量（ボルトアンペア）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
3,000	80	20
6,000	100	30
9,000	200	50
12,000	300	50
15,000	350	75

ハ　水 銀 灯

出力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100ボルト	200ボルト
50以下	30	7
100 〃	50	9
250 〃	75	15
300 〃	100	20
400 〃	150	30
700 〃	250	50
1,000 〃	300	75

（２） 誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

（イ） 単相誘導電動機

電動機定格出力	馬　　力	1/8	1/4	1/2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	使用電圧100ボルト	40	50	75	100
	使用電圧200ボルト	20	20	30	40

（ロ） ３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

ａ．トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	２極	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	４極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	６極	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

ｂ．その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は、各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

（３）　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力（キロボルトアンペア）	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

（４）　そ の 他

（１）、（２）および（３）によることが不適当と認められる電気機器については、機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14　標 準 設 計

（１）　低圧または高圧電線路

イ　一般基準

（イ）　電圧降下の許容限度

電線路における電圧降下の許容限度は、次のとおりといたします。この場合の電線路とは、受電地点から受電地点に最も近い当社の発電所または変電所の引出口または受電用変圧器の引出側端子までおよび供給地点から供給地点に最も近い当社の発電所または変電所の引出口または供給用変圧器の引出側端子までといたします。

なお、既設の電線路を利用する場合、または他者と同時に供給設備を

施設する場合は、他者の電圧降下および電圧変動を考慮して施設いたします。また、下表に定めのない電圧で受電または供給する場合は、下表に準ずるものといたします。

公称電圧（ボルト）	高圧	低圧	
	6,600	100	200
電圧降下の許容限度（ボルト）	600	6	20

（ロ） 経 過 地

電線路の経過地は、地形その他を考慮して、保守および保安に支障のない範囲において電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

（ハ） 電線路の種類

電線路は、架空電線路を標準といたします。ただし、架空電線路とすることが法令上不可能な場合、または技術上、経済上もしくは地域的な事情により著しく困難な場合は、他の方法によります。

ロ 架空電線路

（イ） 電線路の施設

a 電線路は、単独の電線路の新設、他の架空電線路との併架、電線の張替え、負荷の分割のうち、電線路の保守または保安に支障をきたさない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

b 電線路を単独に新設する場合は、原則として１回線といたします。

（ロ） 支持物の種類

a 支持物には、鉄筋コンクリート柱または複合鉄筋コンクリート柱を使用いたします。

なお、鉄筋コンクリート柱または複合鉄筋コンクリート柱の使用区分については、法令および周囲の状況を考慮して、技術上、経済上適当なものを選定いたします。

b　鉄筋コンクリート柱または複合鉄筋コンクリート柱を使用することが技術上、経済上適当でない場合は、他の支持物を使用いたします。

（ハ）　標準径間

標準径間は、次のとおりといたします。

施設場所	標準径間（メートル）
市　街　地	40
そ　の　他	50

（ニ）　支持物の長さ

支持物には、装柱、取付機器、地上高および他の工作物との離隔等を考慮して、必要な長さのものを使用いたします。

（ホ）　が い し

がいしには、次のものを使用いたします。

使用箇所 / 電圧	通り箇所	引留箇所
高　　圧	高圧ピンがいし	高圧耐張がいし
低　　圧	低圧ピンがいし 低圧引留がいし	低圧引留がいし
低圧引込み	低圧引留がいし 引込用バインドレスがいし	

（ヘ）　装　　柱

支持物の装柱は、水平式または垂直式のうち、いずれか技術上、経済上適当なものといたします。ただし、付近の樹木や建物等の状況によっては、他の装柱とすることがあります。

（ト）　付属材料の種類

a　電線の支持には、垂直配列用の腕金等、装柱に応じた支持金物を使

用いたします。

b　支持物には、必要に応じて支線、支線柱または支柱を取り付けます。

c　変圧器の１次側に使用する開閉器には、高圧カットアウトを使用いたします。

（チ）　電線の種類、太さおよび許容電流

a　電線および引込線には、絶縁電線を使用いたします。ただし、低圧電線には、多心型電線を使用することがあります。

b　電線の太さは、常時許容電流、短時間許容電流、短絡時許容電流、電圧降下および機械的強度を考慮して、次の中から選定いたします。ただし、技術上、経済上適当でない場合は、架空ケーブル等、他の適当な電線を使用することがあります。

（単位：アンペア）

種類および太さ			低圧絶縁電線			多心型電線		高圧絶縁電線	
			引込用ビニル絶縁電線		屋外用ビニル絶縁電線	屋外用アルミ導体多心ポリエチレン電線		ポリエチレン電線	架橋ポリエチレン電線
			２コより	３コより		３心	４心		
硬銅線	単線	2.6ミリメートル	38(平形)	34	－	－	－	－	－
		3.2　〃	50(平形)	44	－	－	－	－	－
	より線	14平方ミリメートル	70	62	－	－	－	－	－
		22　〃	92	80	－	－	－	－	－
		38　〃	130	113	－	－	－	－	－
		60　〃	174	152	－	－	－	－	－
アルミより線	鋼心	25　〃	－	－	64	－	－	95	125
		58　〃	－	－	99	－	－	160	205
	硬＋鋼心	55　〃	－	－	－	140	115	－	－
	硬	200　〃	－	－	－	－	－	350	455

c　高圧引下線には、高圧引下用絶縁電線を使用いたします。

（リ）　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は、次の中から、負荷の実情を考慮して、当社が通常使用しているものを選定いたします。

なお、３相電力負荷に対しては、単相変圧器２台をＶ結線で使用することを標準といたします。

容量（キロボルトアンペア）
５、10、20、30、50、100

（ヌ）　開閉器の施設

高圧電線路には、保守上必要な箇所に区分開閉器を設置いたします。

（ル）　特殊地域の施設

a　塩じん害発生のおそれが多い地域に施設する電線路には、その規模に応じて耐塩じんがいし類、その他の耐塩じん構造の機材を使用した耐塩設備を施設いたします。

b　雷雨発生のおそれが多い地域に施設する電線路には、その程度に応じて避雷器等の耐雷設備を施設いたします。

c　雪害発生のおそれが多い地域に施設する電線路には、その程度に応じて耐雪設備を施設いたします。

d　強風発生のおそれが多い地域に施設する電線路には、その程度に応じて耐風設備を施設いたします。

ハ　地中電線路

（イ）　電線路の施設

a　電線路の施設方法は、管路式を標準といたします。ただし、次の場合は、直接埋設式または暗きょ式によることといたします。

（a）　直接埋設式

重量車両が通ることなく、かつ、再掘さくが他に支障のない構内

等に施設する場合

（b） 暗きょ式

当該線路を含めて相当多数のケーブルを同一場所等に施設する場合

b　電線路を新設する場合は、原則として１回線といたします。

（ロ） ケーブルの種類、太さおよび許容電流

a　ケーブルは、架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを標準といたします。

b　ケーブルの太さは、常時許容電流、短時間許容電流、短絡時許容電流、電圧降下、施設方法等を考慮して、技術上、経済上適当なものを次の中から選定いたします。

なお、ケーブルの許容電流は、日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

電 圧 別	種　　類	太さ（平方ミリメートル）
高　　圧	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル	22、38、60、100、150、200、250、325、400
低　　圧		14、22、38、60、100、150、250

（ハ） 高圧機器（地上設置）、高圧キャビネットおよび低圧分岐箱の設置

a　高圧機器（地上設置）は、高圧電線路を分岐する場合、または高圧を低圧に変圧する場合に使用いたします。

b　高圧キャビネットは、高圧電線路からπ分岐し、地中引込みまたは引出しを行なう場合に使用いたします。

c　低圧分岐箱は、低圧電線路から地中引込線を分岐する場合に使用いたします。ただし、電線路の施設方法によっては、低圧電線路から低圧分岐箱を使用せずに受電または供給を行なう場合があります。

（２） 特別高圧電線路

イ　一般基準

（イ） 電圧降下の許容限度

電線路における電圧降下の許容限度は、次のとおりといたします。この場合の電線路とは、受電地点から受電地点に最も近い当社の発電所または変電所の引出口までおよび供給地点から供給地点に最も近い当社の発電所または変電所の引出口までといたします。

なお、既設の電線路を利用する場合、または他者と同時に供給設備を施設する場合は、他者の電圧降下および電圧変動を考慮して施設いたします。また、下表に定めのない電圧で受電または供給する場合は、下表に準ずるものといたします。

公称電圧（ボルト）	22,000	66,000	110,000
電圧降下の許容限度（ボルト）	2,000	6,000	10,000

（ロ） 経 過 地

電線路の起点または分岐点の位置および経過地は、地形その他を考慮して、保守および保安に支障のない範囲において電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

（ハ） 電線路の種類

電線路は、架空電線路を標準といたします。ただし、架空電線路とすることが法令上不可能な場合、または市街地、住宅地等で用地の確保が困難な場合、その他技術上、経済上適当でない場合は、地中電線路といたします。

（ニ） 施設方法

ａ　電線路を単独に新設する場合は、原則として１回線といたします。

ｂ　電源線（火力発電所から１次変電所に至る電線路）および主要幹線からの分岐は、原則として行ないません。また、当社以外の電気事業

者等が所有する設備からの引出しおよび分岐も、原則として行ないません。

c　１回線電線路からの分岐は、原則として１電線路につき１発電者または１需要者といたします。また、多回線電線路からの分岐は、既設電線路の保護方式および保守面を考慮した分岐といたします。

ロ　架空電線路

（イ）　電線路の施設

a　電線路は、単独の電線路の新設、他の架空電線路との併架、電線の張替え等のうち、電線路の保守または保安に支障をきたす場合および用地の確保が困難な場合を除き、最も経済的な方法により施設いたします。

b　他の架空電線路との併架の場合、電線架設順位は、原則として電圧の高いものを上部、電圧の低いものを下部といたします。

（ロ）　電線の種類、太さおよび許容電流

a　電線の種類は、アルミ覆鋼心アルミより線またはアルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線を標準といたします。ただし、機械的強度上とくに必要のある場合、腐食のおそれがある場合等特別の場合は、他の電線を使用することがあります。

b　22,000ボルト架空電線路において鉄塔以外の支持物を使用する場合の電線の種類は、原則として架橋ポリエチレン電線を標準といたします。

c　電線の太さは、次に示すものを標準とし、許容電流、瞬時許容電流等を考慮して必要最小限のものを使用いたします。ただし、他の電線路に併架する場合で、弛度の関係からやむをえないときは、他の電線と同じ太さのものを使用することがあります。

アルミ覆鋼心アルミより線（ACSR/AC）		アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線（TACSR/AC）		架橋ポリエチレン電線（OC）	
公称断面積（平方ミリメートル）	許容電流（アンペア）	公称断面積（平方ミリメートル）	許容電流（アンペア）	公称断面積（平方ミリメートル）	許容電流（アンペア）
160	467	160	725	ACSR120	305
240	608	240	954	HAℓ200	455
330	729	330	1,153		
410	846	410	1,349		
610	1,059	610	1,706		
330×2	1,458	330×2	2,306		
410×2	1,692	410×2	2,698		

d　電線の許容電流は、電気学会技術報告第660号で推奨されている算定方法等に施設条件を考慮して算出いたします。

（ハ）　支持物の種類

a　支持物の種類は、原則として鉄塔を標準といたします。ただし、22,000ボルト架空電線路を施設する場合は、鉄筋コンクリート柱を使用することがあります。

b　施設場所の状況および関連施設との協調上、上記以外の適当な支持物を使用することがあります。

c　鉄塔および鉄柱の基礎は、コンクリート基礎を標準といたします。

（ニ）　標準径間

標準径間は、次のとおりといたします。

支持物の種類	標準径間（メートル）
鉄　塔	150～350
その他	50～150

（ホ） が い し

a　がいしは、250ミリメートル懸垂がいしを標準といたしますが、長幹がいし、ＬＰがいし、耐塩用がいしを使用することもあります。

b　250ミリメートル懸垂がいしの連結個数は、次のとおりといたします。長幹がいし、ＬＰがいしおよび耐塩用がいしを使用するときは、これに準じて施設いたします。ただし、他の電線路に併架する場合および分岐する場合は、既設の電線路の絶縁設計条件により、がいしの連結個数を増やすことがあります。

汚損区分		A	B	C	D	E
想定最大等価塩分付着密度 ミリグラム／平方センチメートル (250ミリメートル懸垂がいし)		0.063	0.125	0.250	0.500	海岸のごく近傍（海水のしぶきが直接かかる場合）
海岸からの概略の距離	台風に対し	50キロメートル以上（一般地域）	10～50キロメートル	3～10キロメートル	0～3キロメートル	海岸の地形構造により0～500メートル
	季節風に対し	10キロメートル以上（一般地域）	3～10キロメートル	1～3キロメートル	0～1キロメートル	同上 0～300メートル
発煙源からの距離	工場地域に対し		工場地域周辺の比較的軽度の塩じん害地域	工場地域の中心部		
がいし連結個数	22,000ボルト	2～3	2～3	2～3	2～3	3～4
	66,000ボルト	5	5	6	6	7
	110,000ボルト	9	9	9	10	11

（ヘ） 装柱その他

a　支持物の装柱は、電圧、電線の種類および太さならびに地形的条件等を考慮して経済的な設計を行ないます。

b　塩じん害地区、多雪地区等で特殊な装柱を必要とする場合には、そ

の条件が満たされる範囲で最も経済的な設計といたします。

c　絶縁間隔の基準は、次のとおりといたします。

なお、66,000ボルト、110,000ボルトは、アークホーン付きの場合を示します。

電圧（ボルト）	22,000	66,000	110,000
標準絶縁間隔（ミリメートル）	350	650	1,150
最小絶縁間隔（ミリメートル）	150	450	750
ジャンパー線と腕金との間隔（ミリメートル）	450	800	1,400

（ト）　架空電線の地表上の高さ

a　電線の最低地表上の高さは、電圧22,000ボルト以下の場合は５メートル、電圧66,000ボルト以上の場合は６メートルを標準といたします。

b　電線路付近に建造物があるかまたはその建設が予想される地域、道路横断箇所およびその他保安上必要と認められる場合は、標準値に必要な高さを加算した値といたします。

（チ）　アークホーン、アーマロッドの施設

がいし装置には、必要によりアークホーン、アーマロッドを施設いたします。

（リ）　架空地線の施設

a　鉄塔、鉄柱の電線路には、原則として、その電線路の設計条件にもとづいて電力線と協調のとれた架空地線を１条または２条施設いたします。

b　架空地線が腐食のおそれがある箇所または電磁誘導障害の箇所に施設する場合には、他の種類の電線を使用することがあります。

c　接地抵抗の高い支持物には、逆せん絡を防止するため埋設地線および接地棒等を施設いたします。

（ヌ） そ の 他

a　搬送波の重畳されている電線路から分岐して電線路を施設する場合は、搬送波を阻止するためにライントラップを施設いたします。

b　分岐箇所で、電線路の保守ならびに系統運用上必要な場合等には、開閉型端子または開閉器を施設いたします。

c　分岐箇所には、故障区間検出装置を施設することがあります。

ハ　地中電線路

（イ） 電線路の施設

電線路の施設方法は、管路式を標準といたします。

（ロ） ケーブルの種類および太さ

a　ケーブルの種類は、ＣＶケーブルを標準といたします。

b　ケーブルの太さは、次に示すものを標準とし、許容電流、瞬時許容電流および電圧降下等を考慮して、必要最小限のものを使用いたします。

電　圧	種　　類		公称断面積（平方ミリメートル）
22,000ボルト	CV	単心	400、500、600、800、1,000、1,200
		トリプレックス形	60、100、150、200、250、325、400
66,000ボルト	CV	単心	400、600、800、1,000、1,200
		トリプレックス形	80、100、150、200、250、325、400
110,000ボルト	CV	単心	400、600、800、1,000、1,200
		トリプレックス形	100、150、200、250、325、400

c　ケーブルの許容電流は、日本電線工業会規格の算定方法に準じ、施設条件を考慮して算定いたします。

d　ケーブルの施設条件により、防災処理ならびに防蟻処理を施すことがあります。

（ハ） 避雷器の施設

架空電線路に接続される地中電線路には、ケーブル保護のため、接続

部に避雷器を施設することがあります。

（３） 変電設備

イ　一般基準

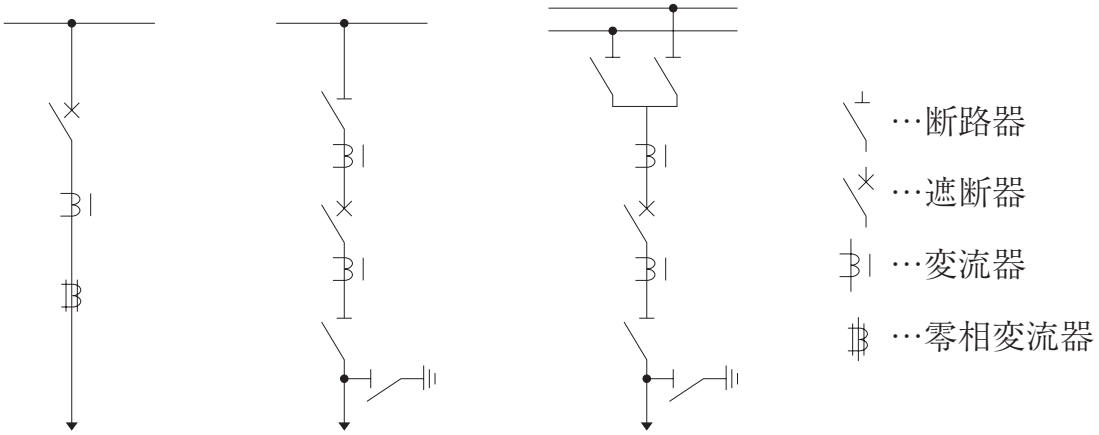
電線路の当社側の引出設備は、その変電所の他の引出設備に準じて施設いたします。

なお、発電所から引き出す場合は、変電設備に準じて施設いたします。

ロ　結 線 法

結線は、高圧の場合は第１図、特別高圧の場合で、単母線のときは第２図、２重母線のときは第３図を標準といたします。

なお、線路側断路器の線路側に計器用変圧器および避雷器を施設する場合があります。



第１図　第２図　第３図

ハ　遮 断 器

（イ） 遮断器は、当社が一般的に使用しているものの中で、その回路電圧に応じ、最大負荷時の電流、現在の系統構成および将来の予想されている系統構成について計算した短絡電流から判断して、必要最小限のものを使用いたします。

（ロ） 短絡電流の算定に考慮する将来の系統構成は、５年から10年程度を目標といたします。

ニ　断 路 器

断路器は、当社で一般的に使用しているものの中で、その回路電圧に応じ、最大負荷時の電流およびその系統で必要な短時間電流から判断して、必要最小限のものを使用いたします。

ホ　変 流 器

変流器は、当社で一般的に使用しているものの中で、その回路電圧に応じ、最大負荷時の電流およびその系統で必要な短時間電流から判断して、必要最小限のものを使用いたします。

ヘ　配 電 盤

配電盤には、原則として電流計および遮断器操作用開閉器ならびに運転に必要な器具を取り付けます。また、必要に応じ、電力計、無効電力計、電力量計、無効電力量計および充電判定用計器等を取り付けます。

ト　保護装置

電線路で短絡または地絡を生じた場合に、自動的に電路を遮断するための必要な装置を施設いたします。

なお、原則として自動再閉路装置を施設いたします。

（4）　保安通信用電話設備

イ　一般基準

（イ）　高圧の場合は原則としてすべての発電者について施設し、特別高圧の場合は原則としてすべての発電者および需要者について施設いたします。

（ロ）　保安通信用電話設備の電話方式は、共電式を標準といたします。

（ハ）　回線数は、原則として１回線といたします。

ロ　伝送路設備

（イ）　伝送路設備は、下記の通信方式を標準とし、伝送情報の重要度ならびに経済性を考慮して、最適な組み合わせにより構成いたします。

ａ　通信ケーブル方式または通信ケーブル搬送方式

b　光ファイバケーブル方式または光ファイバケーブル搬送方式（光ファイバケーブルには光ファイバ複合架空地線〔以下「ＯＰＧＷ」といいます。〕を含みます。）

c　多重無線方式

（ロ）　通信ケーブル方式および通信ケーブル搬送方式

a　通信線路の施設

（ａ）　通信線路は、架空通信線路を標準といたします。ただし、架空通信線路とすることが法令上不可能な場合または技術上もしくは経済上やむをえない場合は、他の方法によります。

（ｂ）　架空通信線路は、使用電圧が22,000ボルトの架空電線路ならびに高低圧架空電線路への添架または他の架空通信線路への共架を標準といたします。ただし、技術上または経済上やむをえない場合は、独立通信線路といたします。

（ｃ）　地中通信線路の施設方法は､管路式を標準といたします。ただし、次の場合は、直接埋設式または暗きょ式によることといたします。

ｉ　直接埋設式

重量車両が通ることなく、かつ、再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

ii　暗きょ式

当該線路を含めて相当多数のケーブルを同一場所等に施設する場合

b　経 過 地

通信線路の経過地は、地形その他を考慮して、保守および保安に支障のない範囲において通信線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

c　保安装置

必要により保安装置を施設いたします。

d　搬送装置

搬送装置を施設する場合は、伝送距離、必要回線数等の施設条件を考慮して、最適なものを施設いたします。

（ハ）　光ファイバケーブル方式および光ファイバケーブル搬送方式（光ファイバケーブルにはＯＰＧＷを含みます。）

a　通信線路の施設

（a）　通信線路は、架空通信線路（ＯＰＧＷを除きます。）を標準といたします。ただし、架空通信線路とすることが法令上不可能な場合または技術上もしくは経済上やむをえない場合は、他の方法によります。また、伝送情報の重要度を考慮して、ＯＰＧＷまたは地中通信線路により施設する場合があります。

（b）　架空通信線路（ＯＰＧＷを除きます。）は、使用電圧が22,000ボルトの架空電線路ならびに高低圧架空電線路への添架または他の架空通信線路への共架を標準といたします。ただし、技術上または経済上やむをえない場合は、独立通信線路といたします。

（c）　ＯＰＧＷは、（２）ロ（リ）に準じて施設いたします。

（d）　地中通信線路の施設方法は、管路式を標準といたします。ただし、次の場合は、直接埋設式または暗きょ式によることといたします。

i　直接埋設式

重量車両が通ることなく、かつ、再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

ii　暗きょ式

当該線路を含めて相当多数のケーブルを同一場所等に施設する場合

b　経 過 地

通信線路の経過地は、地形その他を考慮して、保守および保安に支障のない範囲において通信線路が最も経済的に施設できるよう選定い

たします。

c　搬送装置

搬送装置を施設する場合は、伝送距離、必要回線数等の施設条件を考慮して、最適なものを施設いたします。

（ニ）　多重無線方式

a　多重無線装置（空中線系を含みます。）

多重無線装置は、伝送距離、必要回線数等の施設条件を考慮して、最適なものを施設いたします。

b　空中線支持物

電波伝搬路を確保するために、必要最小限の高さの支持物を施設いたします。

c　反 射 板

電波伝搬路の経路構成上必要な場合は、反射板を施設いたします。

d　搬送装置

搬送装置は、必要回線数に応じて最適なものを選定して施設いたします。

（５）　系統保護装置用通信設備

イ　一般基準

（イ）　当社と発電者または需要者との間に通信回線を必要とする系統保護装置を適用する場合があります。

（ロ）　系統保護装置のために使用する通信回線には高信頼度と所要の伝送特性が要求されるため自営の電気通信設備とし、伝送路媒体は、マイクロ波無線または光ファイバケーブル（ＯＰＧＷを含みます。）による構成といたします。

（ハ）　通信回線は、原則として１系列、１ルート構成といたします。ただし、系統保護装置の動作信頼度を確保するため、２系列、２ルート構成とする場合があります。

ロ　伝送路設備

伝送路設備については、（４）に準じます。

（６）　給電情報伝送装置

イ　一般基準

（イ）　給電情報伝送装置の伝送方式は、サイクリック伝送方式を標準といたします。

（ロ）　伝送路は、原則として１ルートといたします。

ロ　伝送路設備

伝送路設備については、（４）に準じます。

（７）　そ の 他

この標準設計に定めのない場合は、技術基準その他の関係法令等にもとづき技術上適当と認められる設計によるものといたします。この場合には、その設計を標準設計といたします。

別　　冊　　I

系 統 連 系 技 術 要 件

（低　　圧）

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（以下「この要件」といいます。）は、託送供給等約款８（契約の要件）（１）ニまたは（２）ハにもとづき、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ、発電者または事業場所内の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者または事業場所内の電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり、必要となる技術要件を示したものです。

２　適用の範囲

この要件は、発電者の発電設備等および需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても、当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には、この要件を適用いたします。また、需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても、この要件を適用いたします。

（１）　Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者の発電設備等を当社の低圧電線路と連系する場合に適用いたします。

（２）　Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者および需要者の電気設備を当社の低圧電線路と連系する場合に適用いたします。

３　協　　議

この要件は、系統連系に関する技術要件であり、実際の連系にあたっては、この要件に定めのない事項も含め、個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件

１　電気方式

発電設備等の電気方式は、次の場合を除き、連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・三相３線式・三相４線式）と同一としていただきます。

（１）　最大使用電力に比べて発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

（２）　単相３線式の系統に単相２線式200Ｖの発電設備等を連系する場合に、受電地点の遮断器を開放したときなどに負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策、または発電設備等を解列する対策を行なう場合

２　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

（１）　連続運転可能周波数：58.2Hzをこえ61.0Hz以下

（２）　運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは１分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0Hz、それ以外は58.2Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます（協調が取れる範囲の最大値：２秒）。

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については、これによりません。

３　力　　率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持するため、原則として系統側からみて遅れ力率85％以上とするとともに、進み力率とならないようにしていただきます。

なお、電圧上昇を防止する上でやむをえない場合には、受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80％まで制御できるものといたします。

４　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％、各次電流歪率３％以下としていただきます。また、その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により０％から100％の範囲（１％刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ、個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。）に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なも

のを除きます。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち10kW以上の設備には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

7　不要解列の防止

（1）　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行なうために、次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に、適正な保護装置を設置していただきます。

なお、構内設備の故障に対しては、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては、確実に検出・除去し、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に、発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には、発電設備等は解列しないこと。

（２）　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±２Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	風　力	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±２Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

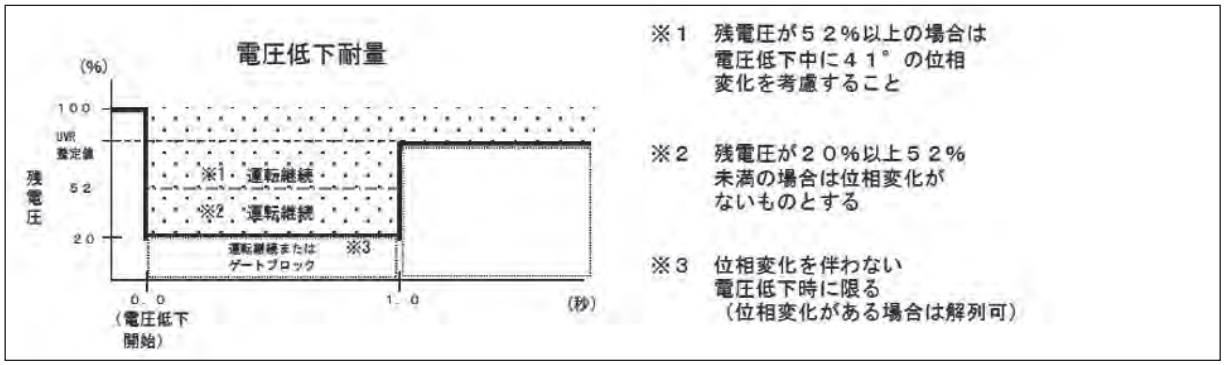
単相	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	ガスエンジン	単機出力2kW未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
		単機出力2kW以上10kW未満※				

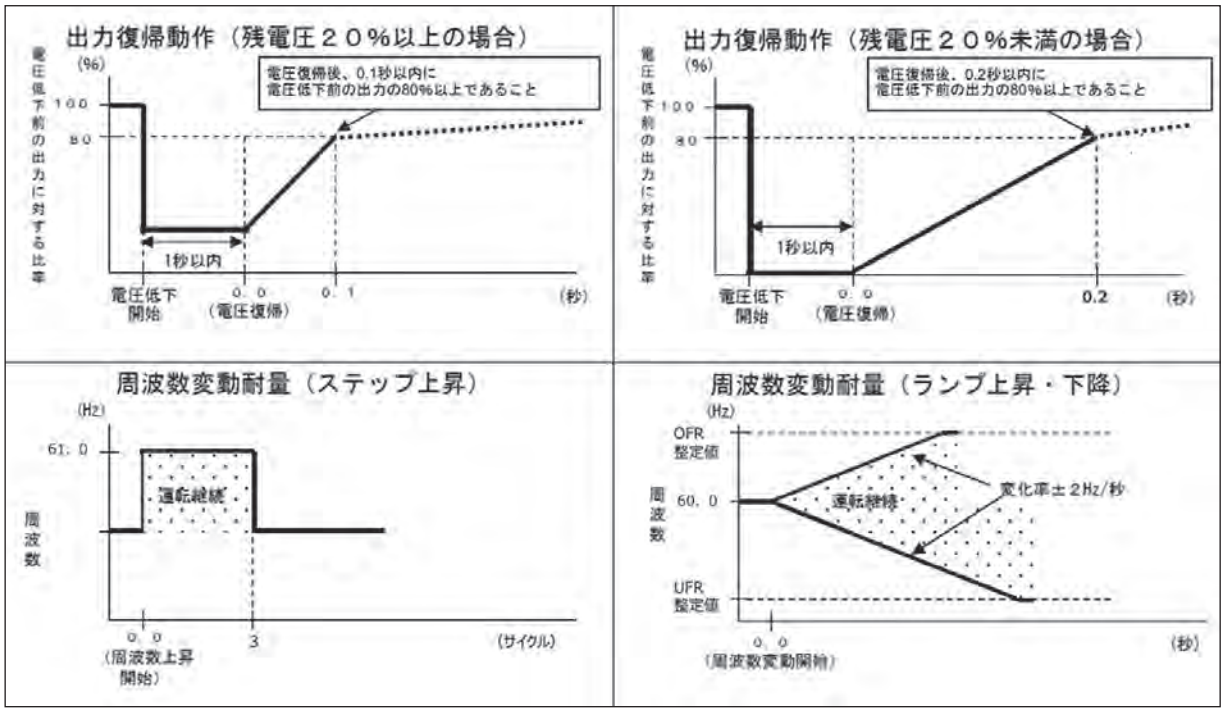
単相	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。また、負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は、出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため、0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。また、負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は、出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため、0.4秒以内としてもよい。）	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	複数直流入力システム	燃料電池＋蓄電池 ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる

三相	風　力	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）





8　保護装置の設置

（1）　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は省略できるものといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

（2）　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし、発電設備の故障対策用不足電圧リレー、または過電流リレーにより、連系する系統の短絡事故が検出できる場合は、これで代用できるものといたします。

ロ　誘導発電機、二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し、発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

（3）　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し、発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

（4）　単独運転防止対策

単独運転防止のため、過電圧リレー、不足電圧リレー、周波数上昇リレー、周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。

9　保護装置の設置場所

保護リレーは、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

10　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

（1）　機械的な解列箇所２箇所

（2）　機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

（3）　発電設備等連絡用遮断器

11　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

（1）　過電圧リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式および三相３線式については２相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

（2）　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式においては２相､三相３線式については３相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

（3）　周波数上昇リレー、周波数低下リレーおよび逆電力リレーは、単相２線式、単相３線式および三相３線式について１相に設置すること。

（４） 逆充電検出の場合は、次のとおりとしていただきます。

イ　不足電力リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式においては２相、三相３線式については３相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間、三相３線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできるものといたします。

ロ　不足電圧リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式および三相３線式については２相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

12　接地方式

接地方式は、連系する系統に適合した方式としていただきます。

13　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

（１） 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。

（２） 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

14　電 圧 変 動

（１） 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対し

ては101±6V、標準電圧200Vに対しては202±20V）以内に維持する必要があるため、発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは、進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。

なお、これにより対応できない場合は、配電線増強等の対策を行ないます。

（２） 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10％以内とし、次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合は、自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときには、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときには、その抑制対策を行なうこと。

（３） 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は、発電設備等の頻繁な並解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策等を行っていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系といたします。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣ等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系といたします。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は、無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。また､単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は当社と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。

なお、ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については、機器取替や対応時期等を含めて個別協議とする。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

15　短絡容量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

なお、これにより対応できない場合は、短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

16　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相３線式の電気方式に連系する場合であって、負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは、発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に、３極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

17　発電設備等の種類

逆潮流有りの連系とすることができる発電設備等は、逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし、逆変換装置を用いない場合でも、逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出及び解列ができ、他の需要家へ影響を及ぼすおそれが無い場合に限り、逆潮流有りの連系とすることができます。

18　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講

じていただきます。

上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

（1） 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。

（2） 発電設備等の制御に係るシステムに対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。

（3） 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずるため、発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置するとともに、氏名および一般加入電話番号、または携帯電話番号を通知すること。

19 発電機諸元

当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします）。

なお、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量、定格出力、台数、定格電圧）
		力率（定格、運転可能範囲）
		単線結線図、系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ、型式
		単独運転検出方式、整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池、ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

Ⅲ　需要者の電気設備の連系に必要な技術要件

1　電 気 方 式

電気設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・三相３線式・三相４線式）と同一としていただきます。

2　力率の保持

（１）　需要者は、需要場所において、電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は、原則として、90％以上、その他の機器を使用する供給地点については85％以上に保持していただきます。

（２）　進相用コンデンサを取り付ける場合は、それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし、やむをえない事情によって、２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は、進相用コンデンサの開放により、軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお、進相用コンデンサは、託送供給等約款別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

3　保護装置の設置

需要者は、次の原因で他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合、または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし、もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には、必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくなどの対策を行なっていただきます。

（１）　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

（２）　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

（３）　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生じる場合

（４）　著しい高周波または高調波を発生する場合

（５）　その他（１）、（２）、（３）または（４）に準ずる場合

別　　冊　　Ⅱ

系 統 連 系 技 術 要 件

(高　　圧)

Ⅰ　総　　則

1　目　　的

この系統連系技術要件（以下「この要件」といいます。）は、託送供給等約款８（契約の要件）（１）ニまたは（２）ハにもとづき、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ、発電者または事業場所内の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者または事業場所内の電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり、必要となる技術要件を示したものです。

2　適用の範囲

この要件は、発電者の発電設備等および需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても、当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には、この要件を適用いたします。また、需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても、この要件を適用いたします。

（１）　Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者の発電設備等を当社の高圧電線路と連系する場合に適用いたします。事業場所内の発電設備等を当社の高圧電線路と連系する場合に適用する技術要件については、Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に準じ協議させていただきます。

（２）　Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者および需要者の電気設備を当社の高圧電線路と連系する場合に適用いた

します。事業場所内の電気設備を当社の高圧電線路と連系する場合に適用する技術要件については、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じ協議させていただきます。

なお、発電者および需要者が自家用発電設備等を系統に連系して使用する場合は、個別に協議させていただきます。

3　協　　議

この要件は、系統連系に関する技術要件であり、実際の連系にあたっては、この要件に定めのない事項も含め、個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件

１　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は、最大使用電力に比べて発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き、連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

２　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

（１）　連続運転可能周波数：58.2Hzをこえ61.0Hz以下

（２）　運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは１分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、ＦＲＴ要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0Hz、それ以外は58.2Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます（協調が取れる範囲の最大値：２秒）。

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については、これによりません。

３　力　　率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持するため、原則として系統側からみて遅れ力率85％以上とするとともに、進み力率とならないようにしていただきます。

なお、電圧上昇を防止する上でやむをえない場合には、受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80％まで制御できるものといたします。

４　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％、各次電流歪率３％以下としていただきます。また、その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により０％から100％の範囲（１％刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ、個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御に

より、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

7　不要解列の防止

（1）　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行なうために、次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。

なお、構内設備の故障に対しては、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては、確実に検出・除去し、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に、発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には、発電設備等は解列しないこと。

（2）　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

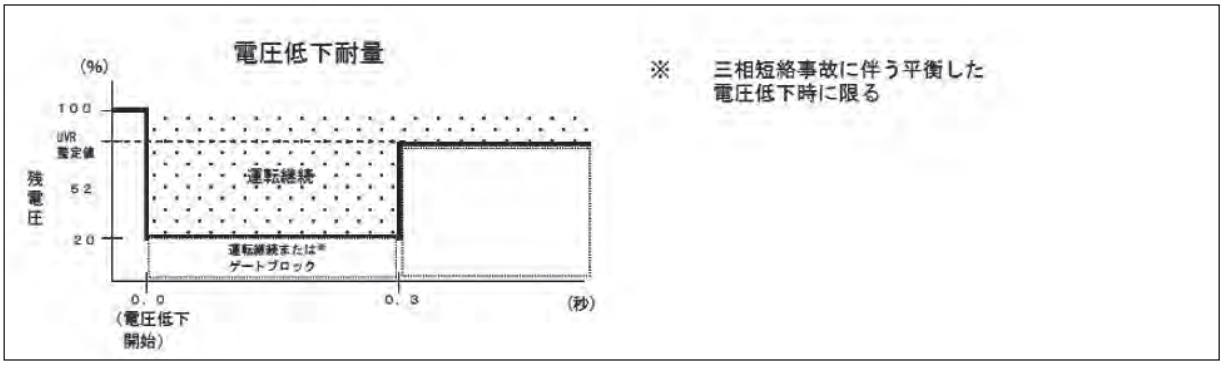
なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。

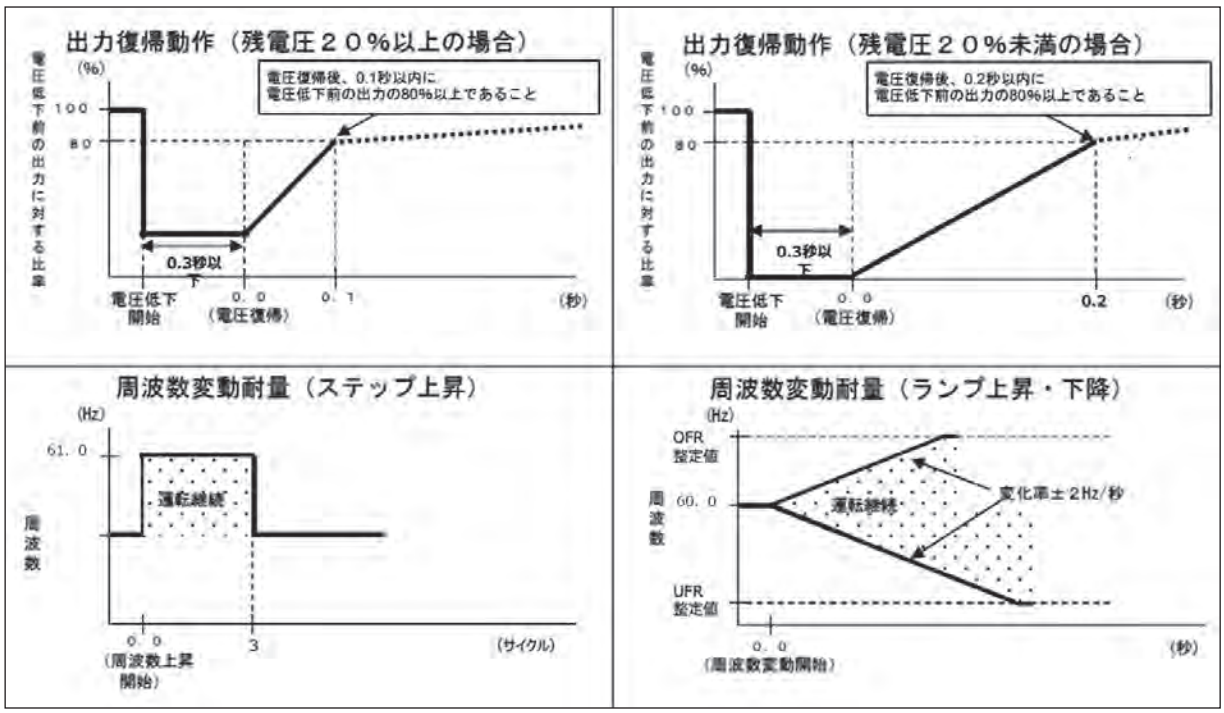
<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧20%未満
（運転継続またはゲートブロック）</td><td>残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）</td><td>60Hz系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風　力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="3">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続
・ランプ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
<tr><td>風　力</td><td colspan="3">残電圧0%･継続時間0.15秒と残電圧90%･継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し、電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続
・ランプ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続
・ランプ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
</table>

三相	燃料電池※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	ガスエンジン（単機出力35kW以下）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）





８　保護装置の設置

（１）　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は省略できるものといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

（２）　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機、二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場

合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し、発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

（３） 系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため、地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略できるものとします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が10kW以下の場合

（４） 逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合、単独運転防止のため、発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに、転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし、専用線の場合は、周波数上昇リレーを省略できるものとします。

なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。

（５） 逆潮流がない場合の単独運転防止対策

逆潮流がない場合、単独運転防止のため、逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし、専用線の場合であって、逆電力リ

レーまたは不足電力リレーにより単独運転を高速に検出できる場合は、周波数低下リレーを省略できるものとします。

なお、構内低圧線に連系する発電設備等において、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく、単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し、発電設備等が停止、または解列する場合は、逆電力リレーを省略できるものといたします。

また、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

９　保護装置の設置場所

保護リレーは、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

10　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

（１）　受電用遮断器

（２）　発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置

（３）　発電設備等連絡用遮断器

（４）　母線連絡用遮断器

また、解列にあたっては、発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため、原則として、半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

11　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

（１）　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

（２）　過電圧リレー、周波数低下リレー、周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは、１相設置とすること。

（３）　短絡方向リレーは、３相設置とすること。ただし、連系する系統と協調を図ることができる場合は、２相設置とすることができるものといたします。

（４）　不足電圧リレーは、３相設置とすること。ただし、短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は、１相設置とすることができるものといたします。

（５）　不足電力リレーは、２相設置とすること。

12　自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は、自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

13　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため、当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし、次のいずれかを満たす場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

（１）　専用線による連系であって、連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

（２）　転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

（３）　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

（４）　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを

設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

（５） 逆潮流がない場合であり、かつ、系統との連系に係わる保護リレー、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器および制御用電源配線が２系列化されており、これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし、２系列目の上記装置については、次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができます。

イ　２系列の保護リレーのうち１系列は、不足電力リレーのみとすることができます。

ロ　計器用変流器は､不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。

ハ　計器用変圧器は､不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。

14　接 地 方 式

接地方式は、連系する系統に適合した方式としていただきます。

15　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために､受電地点と逆変換装置との間に変圧器(単巻変圧器を除きます｡）を設置していただきます。

ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

（１） 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。

（２） 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

16　電 圧 変 動

（１）　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6V、標準電圧200Vに対しては202±20V）以内に維持する必要があるため、発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。

なお、これにより対応できない場合には、配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なうなどの対策を行ないます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには、自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには、自動的に電圧を調整すること。

（２）　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10％以内とし、次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には、自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときには、電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を行なうこと。

17　電圧フリッカ

発電設備等を設置する場合は、発電設備等の頻繁な並解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策等を行っていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣ等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪

影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また、連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても、将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって、配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり、連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また、単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は当社と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。

なお、ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については、機器取替や対応時期等を含めて個別協議とする。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

18　短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

なお、これにより対応できない場合は、短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

19　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします）。

なお、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量、定格出力、台数、定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格、最低）
		力率（定格、運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図、系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値、最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器、連系用変圧器	定格（定格容量、定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式、整定値
	調相設備	定格（容量、台数）
	遮断器	定格（遮断電流、遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比、VT比
		シーケンスブロック

誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率、GF幅、CV、ICVモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR、PSS、PSVR）
		FRT要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ、型式
		単独運転検出方式、整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池、ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

20　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から、昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また、電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

21　連 絡 体 制

（1）　発電者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し、または発生するおそれがあ

る場合を含みます。）には、当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、当社と発電者の技術員駐在箇所等との間には、保安通信用電話設備を設置していただきます。

ただし､保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話

（イ）　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

（ロ）　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

（ハ）　停電時においても通話可能なものであること。

（ニ）　災害時等において当社と連絡が取れない場合には、当社との連絡が取れるまでの間、発電設備等の解列または運転を停止するよう、保安規程上明記されていること。

（２）　当社に系統運用上必要な情報を提供していただきます。提供情報は、当社が必要と認めた都度提供していただきます。

22　バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると、電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから、原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし、配電用変電所に保護装置等を設置することにより、電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

23　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法にもとづき、電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

（1）　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。

（2）　発電設備等の制御に係るシステムに対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。

（3）　発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ　需要者の電気設備の連系に必要な技術要件

１　電 気 方 式

電気設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

２　高　調　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより、系統に高調波電流を流出する場合は、その高調波電流を抑制するため、次の要件にしたがっていただきます。

（１）　対象となる需要者

イ　対象となる需要者は、次に該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。

6.6kVの系統から受電する需要者であって、その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が50kVAをこえる需要者

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は、300V以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20A ／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　特定需要者が、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する場合等に適用いたします。

なお、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

（２）　高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は、高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生す

る高調波電流を合計し、これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は、高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は、その低減効果を考慮することができるものといたします。

（３）　高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は、高調波の次数ごとに、次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

（４）　高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は、（２）の高調波流出電流が、（３）の高調波流出電流の上限値をこえる場合には、高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を行なっていただきます。

契約電力１kWあたりの高調波流出電流上限値

（単位：mA／kW）

連系電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6.6kV	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

３　電圧フリッカ

電気炉の設置等により、基準値をこえる電圧フリッカが発生する場合は、電力品質を維持確保するため必要な対策を行なっていただきます。

４　電圧変動対策

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10% を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を

実施していただきます。

5　力率の保持

（1）　供給地点ごとの力率は、原則として85%以上に保持していただきます。

なお、軽負荷時には電圧上昇を防止するために系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。負荷変動により進み力率となる場合は、適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。

（2）　当社は、技術上必要がある場合には、進相用コンデンサの開閉をお願いすることがあります。

6　保護協調の目的

需要場所内の事故に対しては、この影響を連系された系統へ波及させないために、事故箇所を当該系統からすみやかに切り離していただきます。

7　保護装置の設置

（1）　需要場所内の短絡事故時の保護のため、過電流リレーを設置していただきます。ただし、過電流遮断装置として高圧限流ヒューズ（屋外に施設される場合で高圧非限流ヒューズを用いるものを含みます。）を用いる場合においては、この限りではありません。

（2）　需要場所内の地絡事故時の保護のため、地絡過電流リレーを設置していただきます。ただし、当該リレーが有効に機能しない場合には、地絡方向リレーを設置していただきます。

（3）　需要者の保護装置は、当社の保護装置と協調を図っていただきます。

8　保護装置の設置場所

保護リレーは、供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

９　遮 断 箇 所

遮断箇所は、系統から需要場所の需要設備を遮断することができ、かつ、事故を除去できる箇所としていただきます。

10　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

（１）　地絡過電流リレーおよび地絡方向リレーは零相回路設置としていただきます。

（２）　過電流リレーは２相設置としていただきます。

11　提 供 情 報

当社に系統運用上必要な情報を提供していただきます。

12　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

別　　冊　　Ⅲ

系 統 連 系 技 術 要 件

（特別高圧）

Ⅰ　総　　則

1　目　　的

この系統連系技術要件（以下「この要件」といいます。）は、託送供給等約款８（契約の要件）（１）ニまたは（２）ハにもとづき、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ、発電者または事業場所内の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者または事業場所内の電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり、必要となる技術要件を示したものです。

2　適用の範囲

この要件は、発電者の発電設備等および需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても、当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障きたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には、この要件を適用いたします。また、需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても、この要件を適用いたします。

（１）　Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者の発電設備等を当社の特別高圧電線路と連系する場合に適用いたします。事業場所内の発電設備等を当社の特別高圧電線路と連系する場合に適用する技術要件については、Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に準じ協議させていただきます。ただし、35kV以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路と連系する場合に限り、Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）22（連絡体制）（２）を除き、系統連系技術要件（高圧）

を適用することがあります。

（２） Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者および需要者の電気設備を当社の特別高圧電線路と連系する場合に適用いたします。事業場所内の電気設備を当社の特別高圧電線路と連系する場合に適用する技術要件については、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じ協議させていただきます。

なお、発電者および需要者が自家用発電設備等を系統に連系して使用する場合は、個別に協議させていただきます。

３ 協　　議

この要件は、系統連系に関する技術要件であり、実際の連系にあたっては、この要件に定めのない事項も含め、個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件

1　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は、最大使用電力に比べて発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き、連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

2　運転可能周波数・並列時許容周波数

（１）　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2Hzをこえ61.0Hz以下

運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下

周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは１分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルは57.0Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます(協調が取れる範囲の最大値:２秒以上)。

（２）　並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため、並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。

なお、並列時許容周波数は、標準周波数+0.1Hz以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1 ～＋1.0Hz）とします。ただし、離島等系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

3　力　　率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし、必要な場合は当社からの求めに応じて、力率を変更で

きるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は、原則として、発電設備等側からみて遅れ力率90％～進み力率95％としていただきます。

逆潮流がない場合は、原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ85％以上とするとともに、系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

4　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合には、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％、各次電流歪率３％以下としていただきます。また、その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により０％から100％の範囲（１％刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ、個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

7　不要解列の防止

（1）　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化、系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために、次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

なお、構内設備の故障に対しては、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては、この影響を連系する系統へ波及させないために、発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は、原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし、再閉路方式によっては、解列が不要な場合があります。

ハ　上位系統事故、連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には、発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に、原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には、原則として発電設備等は解列しないこと。

へ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には、逆電力リレー、不足電力リレー等による解列を、自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。

（２）　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧20%未満
（運転継続またはゲートブロック）</td><td>残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）</td><td>60Hz系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風　力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風　力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
</table>

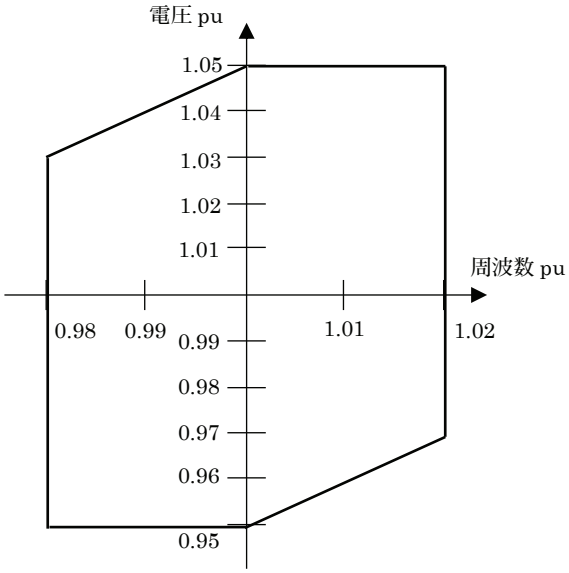
（３）　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い、電圧・周波数変動が継続する状況においても、発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため、以下の端子電圧および周波数変動範囲においては、発電設備等を連続運転し、発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。また、これをこえる端子電圧および周波数変動においても、設備に

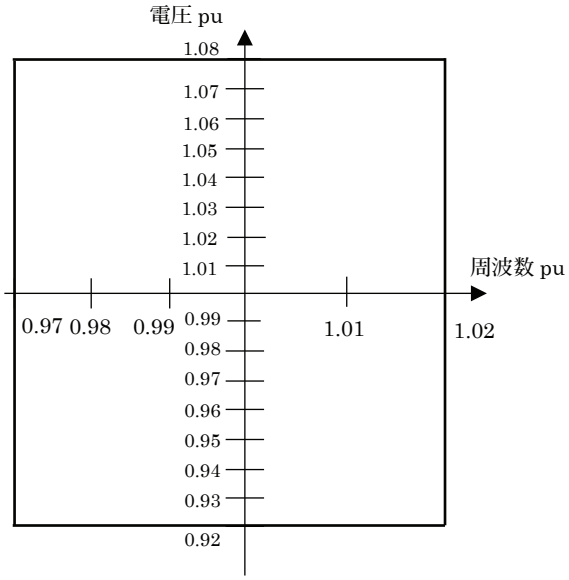
支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

なお、電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については、対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし、周波数変動範囲に対しては、「２．運転可能周波数・並列時許容周波数（１）運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。

８　保護装置の設置

（１）　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

（２）　系統側事故対策

イ　短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため、次の保護リレーを設置していただきます。なお、必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置してい

ただきます。

（イ） 同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し、発電設備を解列することができる短絡方向リレーを設置すること。当該リレーが有効に機能しない場合は、短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。

（ロ） 誘導発電機、二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に、発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。なお、この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。

ロ 地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため、次の保護リレーを設置していただきます。

なお、必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式の系統に連系する場合は、電流差動リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は、地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は、地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略することができます。

（イ） 発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

（ロ） 発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

（ハ） 逆電力リレー、不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお、連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても、そ

の後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって、地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は、発電者または発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において、地絡過電圧リレーを設置すること。

ハ　連系する系統と同一の保護方式が必要な場合の短絡・地絡保護

連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。

連系する系統の標準的な保護方式と系列数

電圧階級（kV）	系統の保護方式	短絡保護		地絡保護				系列数	備考
				中性点接地方式					
				直接接地		抵抗接地			
		主保護	後備保護	主保護	後備保護	主保護	後備保護		
500 220	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー	電流差動リレー	地絡方向距離リレー			2系列	※1
110 66 22	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー			電流差動リレー	地絡方向リレー	1系列 ※2	※1
	回線選択リレー方式	回線選択リレー	短絡方向距離リレー			回線選択リレー	地絡方向リレー	1系列	

※1　当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。

※2　主保護リレー不動作時に、後備保護リレーにより電源が喪失する等系統に大きな影響を及ぼすおそれがある場合は、主保護リレーを2系列設置していただくことがあります。

（3）　単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは、単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40％程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。

ただし、上記特性を有しないときは、単独運転状態になった場合に系統

等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。

なお、必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また、単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり、系統電源と当該発電設備等の周波数、電圧および位相差が合致しない場合には、当社からの指令を受け、当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。

ただし、発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって、周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは、逆電力リレーを設置していただきます。

（４）　事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため、脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

（５）　構内設備事故対策

構内設備事故対策として、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

（６）　事故除去時間

中性点直接接地系統においては、同期安定度確保、瞬時電圧低下の影響、電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため、連系点および同一電圧階級設備の遮断器、保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていただきます。

イ　遮断器：２サイクル以内

ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内

なお、上記を基本とし、中性点直接接地系統以外を含め、系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

（7） そ の 他

発電設備等設置者の保護装置は、当社の保護装置と協調を図っていただきます。また、系統安定度を確保する等のため、必要な場合は母線保護リレーを設置していただきます。

9 再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で、自動再閉路方式を採用する場合は、連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき、必要な設備を設置していただきます。

10 保護装置の設置場所

保護リレーは、受電点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

11 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

（1） 受電用遮断器

（2） 発電設備等出力端遮断器

（3） 発電設備等連絡用遮断器

（4） 母線連絡用遮断器

また、解列にあたっては、発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため、原則として、半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することは

できません。

12　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

（1）　地絡過電圧リレー、地絡方向リレー、地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

（2）　過電圧リレー、周波数低下リレー、周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。

（3）　不足電力リレーは２相設置とすること。

（4）　短絡方向リレー、不足電圧リレー、短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー、短絡検出用電流差動リレー、短絡方向距離リレー、短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置とすること。

13　自動負荷制限・発電抑制

（1）　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は、自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

また、系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合、または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には、自動で発電抑制または発電遮断、もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含む）を行なっていただくことがあります。

なお、この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし、出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については、充電を停止することにより、出力変動緩和の機能を喪失することになるため、本要件の適用範囲外とします。

（2）　あらかじめ当社が指定した送電線１回線、変圧器１台、その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発

電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで、運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合、Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して、当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して、Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合、正当な理由がない限り、発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

14　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には、再閉路時の事故防止のために、発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし、次のいずれかを満たす場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

なお、逆潮流がない場合であって、電力系統との連系に係る保護リレー、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器および制御用電源配線が、相互予備となるように２系列化されている場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。ただし、次のいずれかにより簡素化を図ることができます。

（１）　２系列の保護リレーのうちの１系列は、不足電力リレーのみとすることができます。

（２）　計器用変流器は、不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。

（３）　計器用変圧器は、不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。

15　発電機運転制御装置の付加

（１）　系統安定化、潮流制御のための機能

系統安定化、潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には、以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお、設置については個別に協議させていただきます。

イ　ＰＳＳ（Power System Stabilizer）

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

（２）　周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については、以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお、その他の発電設備等については、個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転（以下「ＧＦ」といいます。）

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

ロ　ＬＦＣ（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能（以下「ＬＦＣ」といいます。）

当社からのＬＦＣ信号に追従し、発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2Hzをこえた場合、系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が、出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能（以下「ＥＤＣ」といいます。）

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

100MW以上の火力発電設備は、周波数58.8Hzまでは発電機出力を低下しない、周波数58.8Hz以下については、1.2Hz低下するごとに５％以内の出力低下に抑える、もしくは、一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお、具体的な発電設備の性能は、次のとおりです。ただし、系統の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

	発電機定格出力	100MW以上	
		ガスタービン発電設備（GT）およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GTCC）	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF調定率	５％以下	５％以下
	GF幅※1	５％以上 （定格出力基準）	３％以上 （定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始、 10秒以内にGF幅の出力変化完了※7	
	LFC幅	±５％以上 （定格出力基準）	±５％以上 （定格出力基準）
	LFC変化速度※2	５％／分以上 （定格出力基準）	１％／分以上 （定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に 出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC変化速度※2	５％／分以上 （定格出力基準）	１％／分以上 （定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に 出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC変化速度	10％／分以上 （定格出力基準）	１％／分以上 （定格出力基準）
	最低出力※3※4 （定格出力基準）	50％以下 DSS機能具備※5	30％以下

※１　ＧＴおよびＧＴＣＣについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５％以上、その他の発電機については定格出力の３％以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。
※２　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により満たせない場合には別途協議。
※３　気化ガス（ＢＯＧ）処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。
※４　ＥＤＣ／ＬＦＣ指令で制御可能な最低出力。
※５　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は、発電機解列～並列まで８時間以内で可能なこと。
※６　地域資源バイオマス発電設備を除く。
※７　記載の秒数は目安値とし、可能な限り早期に出力変化開始し、出力変化完了すること。

また、周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ・ＬＦＣ指令値）を受信する機能および、必要な送信信号（現在出力、可能最大発電出力〔ＧＴおよびＧＴＣＣのみ。〕、ＥＤＣ・ＬＦＣ使用／除外、運転可能出力帯〔バンド〕状態）を送信する機能を具備していただきます。

（３）　早期再並列のための機能

定格出力の合計が400MW以上の火力（GTCC）発電設備については、送電系統の停電解消後、早期に再並列するために必要な装置を設置、または機能を具備していただきます。

（４）　電圧調整のための機能

イ　220kV以上の系統に連系する発電設備等は、当社が指定する電圧、無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し、有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　受電電圧が110kV以下の発電者の発電設備等でも、必要により、上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。

16　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は、昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また、中性点接地装置の設置により、当社の系統において電磁誘

導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には、適切な対策を行なっていただきます。

（１） 110kV以下の系統に連系する場合は、必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置していただきます。

（２） 220kV以上の系統に連系する場合は、昇圧用変圧器の中性点を直接接地していただきます。

17 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために､受電地点と逆変換装置との間に変圧器(単巻変圧器を除きます｡）を設置していただきます。

ただし、次のすべての条件に該当する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

（１） 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。

（２） 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

18 電 圧 変 動

（１） 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は、常時電圧の概ね±１～２％以内を適正値とし、この範囲を逸脱しないよう、自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により、自動的に電圧を調整していただきます。

（２） 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において、瞬時的に発生する電圧変動に対しても、常時電圧の±２％を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただき

ます。

イ　同期発電機を用いる場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には、自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から２％程度をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２％を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあり、適正値を逸脱するおそれがあるときには、次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

（イ）　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

（ロ）　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣ等を設置すること。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備

のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

（３） そ の 他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施していただきます。

19 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響をおよぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

（１） 風力発電設備の場合

イ 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において、連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10%以下となるよう対策を行なうこと。

なお、ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については、対策を別途協議するものといたします。

ロ 高風速時にカットアウトが予想される場合は、即座に停止しないよう、ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また、カットインが予想される場合は、徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

ハ 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお、調定率は、２～５%の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下とするものといたします。

20 短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、発電者において、短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

なお、これにより対応できない場合は、短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

21　発電機定数・諸元

連系系統、電圧階級によっては、発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策、慣性低下対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。

なお、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格容量、定格出力、台数、定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格、最低）
		力率（定格、運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲、運転継続時間
		単線結線図、系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類、発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値、最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料

共　通	受電用変圧器、連系用変圧器	定格（定格容量、定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎、変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式、整定値
	調相設備	定格容量、台数
		制御方式、整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス、アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流、遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比、VT比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値、不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル、モデル構築に必要なプラント、制御系の各種定数（ボイラ、タービン、水車等）
		並解列所要時間（平常時、事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率、GF幅、CV、ICVモデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC変化速度（出力毎）
		LFC幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎、上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR、PSS、PSVR）
		FRT要件の適用有無
		過励磁保護59V ／ Fブロック
		OEL、UELブロック
水　力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW ／（㎥／ s））

逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ、型式
		単独運転検出方式、整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ、供給時間）
		一、二相事故時の事故電流（大きさ、供給時間）
		FRT要件の適用有無
		無効電力制御方式、整定値
		慣性力供給能力
風　力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲、不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池、ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

22　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては、短絡･地絡電流抑制対策、安定度維持対策、送電線保護リレー協調等の面から、昇圧用変圧器のインピーダンスを当社から指定させていただく場合があります。また、無電圧タップ切替器の仕様（タップ数、電圧値、調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

23　連 絡 体 制

（1）　発電者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し、または発生するおそれがある場合を含みます。）には、当社の制御所等と発電者との間で迅速かつ的確

な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、当社の制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には、保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。

ただし、保安通信用電話設備は、22kV以下の特別高圧電線路と連系する場合には、次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話

（イ）　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

（ロ）　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

（ハ）　停電時においても通話可能なものであること。

（ニ）　災害時等において当社の制御所等と連絡が取れない場合には、当社の制御所等との連絡が取れるまでの間、発電設備等の解列または運転を停止するよう、保安規程上明記されていること。

（２）　特別高圧電線路と連系する場合には、当社の制御所等と発電者との間に、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	電圧・無効電力の制御モード※2

情報種別	情報内容
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※3
	発電最大能力値（風力発電設備の場合）※4

※１　慣性把握のため、系統に慣性を供給できる同期発電機は、最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。
※２　当社の求めに応じて、対策を実施していただきます。
※３　ナセルで計測する風向・風速
※４　運転可能な発電設備等の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし、困難な場合は運転可能な発電設備等の台数

24　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため、短い周期で時刻同期のとれた電圧、電流、電力などの計測値を連続的に記録し、当社の制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置、高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

25　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法にもとづき、電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講

じていただきます。

上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

（1） 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。

（2） 発電設備等の制御に係るシステムに対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。

（3） 発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ　需要者の電気設備の連系に必要な技術要件

1　電 気 方 式

電気設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

2　保護協調の目的

系統および需要場所内の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化を行なうために、次の考え方にもとづき保護協調を行なっていただきます。

（１）　連系された系統に事故が発生した場合であって、系統保護方式に応じて必要な場合には、当該系統から電気設備を切り離していただきます。

（２）　連系された系統の事故時の再閉路時に、原則として電気設備は当該系統から切り離されていることとしていただきます。

（３）　需要場所内の事故に対しては、この影響を連系された系統へ波及させないために、事故箇所を当該系統からすみやかに切り離していただきます。

3　保護装置の設置

（１）　系統の事故時の保護上必要な場合には、次により保護装置を設置していただきます。

イ　中性点直接接地方式の場合で、２回線並用の引込線で連系するときには、電流差動リレーを設置していただきます。

ロ　中性点直接接地方式以外の場合で、２回線並用の引込線で連系するときには、連系された系統の短絡・地絡事故を検出し、事故区間を選択遮断することができる回線選択リレーを設置していただきます。ただし、当該リレーが有効に機能しない場合には、電流差動リレーを設置していただきます。

ハ　分岐を持つ電線路に連系する場合等で、保護上必要なときには、連系さ

れた系統の短絡・地絡事故を検出し、事故区間を切り離すことができる電流差動リレーを設置していただきます。

（2） 需要場所内の短絡事故時の保護のため、過電流リレーを設置していただきます。ただし、当該リレーが有効に機能しない場合には、短絡方向リレーまたは短絡方向距離リレーを設置していただきます。また、系統安定度を確保する等のため、必要な場合は母線保護リレーを設置していただきます。

（3） 需要場所内の地絡事故時の保護のため、地絡過電流リレーを設置していただきます。ただし､当該リレーが有効に機能しない場合には､地絡方向リレーまたは地絡方向距離リレーを設置していただきます。また、系統安定度を確保する等のため、必要な場合は母線保護リレーを設置していただきます。

（4） 保護装置の設置形態は、必要により主保護装置と後備保護装置との組み合わせとしていただきます。

（5） 需要者の保護装置は、当社の保護装置と協調を図っていただきます。

4 保護装置の設置場所

保護リレーは、供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

5 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

（1） 地絡過電流リレー、地絡方向リレー、地絡用回線選択リレーおよび地絡用電流差動リレーは零相回路設置としていただきます。

（2） 短絡方向リレー、不足電圧リレー、過電流リレー、短絡用回線選択リレー、短絡･地絡兼用電流差動リレー、短絡用電流差動リレー、短絡方向距離リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置としていただきます。

６　高　調　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより、系統に高調波電流を流出する場合は、その高調波電流を抑制するため、次の要件にしたがっていただきます。

（１）　対象となる需要者

イ　対象となる需要者は、次のいずれかに該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。

（イ）　22kVまたは33kVの系統から受電する需要者であって、その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が300kVAをこえる需要者

（ロ）　66kV以上の系統から受電する需要者であって、等価容量の合計が2,000kVAをこえる需要者

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は、300V以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20A ／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　特定需要者が、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する場合等に適用いたします。

なお、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

（２）　高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は、高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し、これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は、高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は、その低減効果を考慮することができるものといたします。

（３）　高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は、高調波の次数ごとに、次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

（４）　高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は、（２）の高調波流出電流が、（３）の高調波流出電流の上限値をこえる場合には、高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を行なっていただきます。

契約電力１kWあたりの高調波流出電流上限値

（単位：mA／kW）

連系電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110kV	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
220kV	0.17	0.12	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03

７　電圧フリッカ

電気炉の設置等により、基準値をこえる電圧フリッカが発生する場合は、電力品質を維持確保するため必要な対策を行なっていただきます。

（１）　電圧フリッカは、人が最も敏感とされる10Hzの変動に等価換算した電圧変動ΔV10値によって評価いたします。

（２）　電圧フリッカの基準値は、１時間連続して測定した１分間データのΔV10値のうち、４番目最大値が0.45V以下であることといたします。

8　電圧変動対策

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10% を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施していただきます。

9　力率の保持

（1）　供給地点ごとの力率は、原則として85%以上に保持していただきます。

なお、軽負荷時には電圧上昇を防止するために系統側から見て進み力率とならないようにしていただきます。負荷変動により進み力率となる場合は、適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。

（2）　当社は、技術上必要がある場合には、進相用コンデンサの開閉をお願いすることがあります。

10　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害対策の実施

中性点の接地が必要な場合には、変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また、中性点接地装置の設置により、当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には、適切な対策を行なうため、個別に協議させていただきます。

（1）　110kV以下の系統に連系する場合は、必要に応じて変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置していただきます。

（2）　220kV以上の系統に連系する場合は、昇圧用変圧器の中性点を直接接地していただきます。

11　連 絡 体 制

（1）　需要者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等には、当社の制御所等と需要者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、需要者と

当社制御所等との間には、保安通信用電話設備（自営の専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。

ただし、保安通信用電話設備は、22kVの特別高圧電線路と連系する場合には、次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話

（イ）　需要者側の交換機を介さず直接技術員との通信が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）であり、電気設備の保守監視場所に常時設置されているものであること。

（ロ）　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

（ハ）　停電時においても通話可能なものであること。

（２）　特別高圧電線路と連系する場合には、当社の制御所等と需要者との間に、必要に応じ、系統運用上等必要な情報を提供していただきます。

提供情報は、下記を標準といたします。

・供給地点の有効電力量、有効電力

12　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

電気事業法施行規則第19条第２項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

３　電気事業法施行規則第17条の４第１項の規定により提出した書類の写し

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

1　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会において取りまとめられた「今後の電力政策の方向性について中間とりまとめ（2023年２月公表）」において、2024年度から発電側課金制度を導入する整理がなされたことを踏まえ、当該内容を供給条件に反映し、新たに系統連系受電サービス料金を設定するとともに、2023年11月24日に経済産業大臣の承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの変更を料金率に反映するべく、託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては、電気事業法第18条第１項の規定にもとづき、ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては、発電側課金制度を導入する整理がなされたこと、託送供給等に係る収入の見通しの変更について経済産業大臣の承認を受けたことを踏まえ、必要となる変更を行なうとともに、その他の今日的見直しをいたしました。

新旧対比表

旧	新
託送供給等約款 ~~2023年12月27日実施~~ 中国電力ネットワーク株式会社	託送供給等約款 2024年4月1日実施 中国電力ネットワーク株式会社
託送供給等約款 目次 Ⅰ　総　　則…… 1 2　託送供給等約款の認可および変更…… 2 20　臨時接続送電サービス……65 21　予備送電サービス……76 ~~22~~　発電量調整受電計画差対応電力……79 ~~23~~　接続対象計画差対応電力……80 ~~24~~　需要抑制量調整受電計画差対応電力……81 ~~25~~　給電指令時補給電力……82 Ⅳ　料金の算定および支払い……85 ~~26~~　料金の適用開始の時期……85 ~~27~~　検針日……85 ~~28~~　料金の算定期間……86 ~~29~~　計　　量……88 ~~30~~　電力および電力量の算定……88 ~~31~~　損失率…… 101 ~~32~~　料金の算定…… 101 ~~33~~　支払義務の発生および支払期日…… 105 ~~34~~　料金その他の支払方法…… 107 ~~35~~　保証金…… 109 ~~36~~　連帯責任…… 111 Ⅴ　供　　給…… 112 ~~37~~　託送供給等の実施…… 112 ~~38~~　給電指令の実施等…… 116 ~~39~~　適正契約の保持等…… 121 ~~40~~　契約超過金…… 121 ~~41~~　力率の保持…… 122 ~~42~~　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施…… 123 ~~43~~　託送供給等にともなう協力…… 124 ~~44~~　託送供給等の停止…… 124 ~~45~~　託送供給等の停止の解除…… 126 ~~46~~　託送供給の停止期間中の料金…… 127	託送供給等約款 目次 Ⅰ　総　　則…… 1 2　託送供給等約款の認可および変更…… 2 20　臨時接続送電サービス……65 21　予備送電サービス……76 22　系統連系受電サービス……XX 23　発電量調整受電計画差対応電力……79 24　接続対象計画差対応電力……80 25　需要抑制量調整受電計画差対応電力……81 26　給電指令時補給電力……82 Ⅳ　料金の算定および支払い……85 27　料金の適用開始の時期……85 28　検針日……85 29　料金の算定期間……86 30　計　　量……88 31　電力および電力量の算定……88 32　損失率…… 101 33　料金の算定…… 101 34　支払義務の発生および支払期日…… 105 35　料金その他の支払方法…… 107 36　保証金…… 109 37　連帯責任…… 111 Ⅴ　供　　給…… 112 38　託送供給等の実施…… 112 39　給電指令の実施等…… 116 40　適正契約の保持等…… 121 41　契約超過金…… 121 42　力率の保持…… 122 43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施…… 123 44　託送供給等にともなう協力…… 124 45　託送供給等の停止…… 124 46　託送供給等の停止の解除…… 126 47　託送供給の停止期間中の料金…… 127

旧	新
~~47~~ 違約金…… 127	48 違約金…… 127
~~48~~ 損害賠償の免責…… 127	49 損害賠償の免責…… 127
~~49~~ 設備の賠償…… 128	50 設備の賠償…… 128
Ⅵ 契約の変更および終了…… 129	Ⅵ 契約の変更および終了…… 129
~~50~~ 契約の変更…… 129	51 契約の変更…… 129
~~51~~ 名義の変更…… 131	52 名義の変更…… 131
~~52~~ 契約の廃止…… 131	53 契約の廃止…… 131
~~53~~ 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金 および工事費の精算…… 132	54 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金 および工事費の精算…… 132
~~54~~ 解約等…… 136	55 解約等…… 136
~~55~~ 契約消滅後の債権債務関係…… 138	56 契約消滅後の債権債務関係…… 138
Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事…… 139	Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事…… 139
~~56~~ 受電地点、供給地点および施設…… 139	57 受電地点、供給地点および施設…… 139
~~57~~ 架空引込線…… 141	58 架空引込線…… 141
~~58~~ 地中引込線…… 142	59 地中引込線…… 142
~~59~~ 連接引込線等…… 144	60 連接引込線等…… 144
~~60~~ 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法…… 145	61 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法…… 145
~~61~~ 引込線の接続…… 145	62 引込線の接続…… 145
~~62~~ 計量器等の取付け…… 145	63 計量器等の取付け…… 145
~~63~~ 通信設備等の施設…… 147	64 通信設備等の施設…… 147
~~64~~ 専用供給設備…… 147	65 専用供給設備…… 147
Ⅷ 工事費の負担…… 149	Ⅷ 工事費の負担…… 149
~~65~~ 受電地点への供給設備の工事費負担金…… 149	66 受電地点への供給設備の工事費負担金…… 149
~~66~~ 受電用計量器等の工事費負担金…… 156	67 受電用計量器等の工事費負担金…… 153
~~67~~ 会社間連系設備の工事費負担金…… 154	68 会社間連系設備の工事費負担金…… 154
~~68~~ 供給地点への供給設備の工事費負担金…… 154	69 供給地点への供給設備の工事費負担金…… 154
~~69~~ 工事費負担金の申受けおよび精算…… 163	70 工事費負担金の申受けおよび精算…… 163
~~70~~ 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の 費用の申受け…… 166	71 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の 費用の申受け…… 166
~~71~~ 臨時工事費…… 166	72 臨時工事費…… 166
~~72~~ 工事費等に関する契約書の作成…… 167	73 工事費等に関する契約書の作成…… 167
Ⅸ 保　　安…… 168	Ⅸ 保　　安…… 168
~~73~~ 保安の責任…… 168	74 保安の責任…… 168
~~74~~ 保安等に対する発電者および需要者の協力…… 168	75 保安等に対する発電者および需要者の協力…… 168
~~75~~ 調　　査…… 169	76 調　　査…… 169
~~76~~ 調査等の委託…… 169	77 調査等の委託…… 169
~~77~~ 調査に対する需要者の協力…… 169	78 調査に対する需要者の協力…… 169
~~78~~ 検査または工事の受託…… 170	79 検査または工事の受託…… 170
79 自家用電気工作物…… 170	80 自家用電気工作物…… 170
附　　則…… 171	附　　則…… 171

旧	新
別　　表…… 215	別　　表…… 215
3　定義 次の言葉は、この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 （36）　契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で、契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。	3　定義 次の言葉は、この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 （36）　契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で、契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては、同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。 (37)　同時最大受電電力 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で、発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。 (38)　最大連系電力等 低圧で受電する場合は、発電量調整受電電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で受電する場合は、30 分ごとの連系電力の最大値であって、記録型計量器により計量される値をいいます。
(~~37~~)　最大需要電力等 低圧で供給する場合は、接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は、30 分ごとの需要電力の最大値であって、記録型計量器により計量される値をいいます。	(39)　最大需要電力等 低圧で供給する場合は、接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は、30 分ごとの需要電力の最大値であって、記録型計量器により計量される値をいいます。
(~~38~~)　発電バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または ~~30~~（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。	(40)　発電バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。
(~~39~~)　需要バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または ~~30~~（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。	(41)　需要バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。
(~~40~~)　需要抑制バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または ~~30~~（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。	(42)　需要抑制バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。
(~~41~~)　電灯 白熱電球、けい光灯、ネオン管灯、水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。	(43)　電灯 白熱電球、けい光灯、ネオン管灯、水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。
(~~42~~)　小型機器 主として住宅、店舗、事務所等において単相で使用される、電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし、急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し、または妨害するおそれがあり、電灯と併用できないものは除きます。	(44)　小型機器 主として住宅、店舗、事務所等において単相で使用される、電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし、急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し、または妨害するおそれがあり、電灯と併用できないものは除きます。
(~~43~~)　動力	(45)　動力

旧	新
電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。 (~~44~~)　契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。 (~~45~~)　契約主開閉器 契約上設定される遮断器であって、定格電流を上回る電流に対して電路を遮断し、需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。 (~~46~~)　定期検査 電気事業法第 54 条および第 55 条第 1 項に定められた検査をいいます。 (~~47~~)　定期補修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。 (~~48~~)　給電指令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）の運用または需要者の電気の使用等について、当社から指令することをいいます。 (~~49~~)　昼間時間 毎日午前８時から午後 10 時までの時間をいいます。ただし、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、１月２日、１月３日、１月４日、５月１日、５月２日、12 月 30 日および 12 月 31 日の該当する時間を除きます。 (~~50~~)　夜間時間 昼間時間以外の時間をいいます。 (~~51~~)　貿易統計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。 (~~52~~)　離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし、毎年１月１日から３月 31 日までの期間、２月１日から４月 30 日までの期間、３月１日から５月 31 日までの期間、４月１日から６月 30 日までの期間、５月１日から７月 31 日までの期間、６月１日から８月 31 日までの期間、７月１日から９月 30 日までの期間、８月１日から 10 月 31 日までの期間、９月１日から 11 月 30 日までの期間、10 月１日から 12 月 31 日までの期間、11 月１日から翌年の１月 31 日までの期間または 12 月１日から翌年の２月 28 日までの期間（翌年が閏年となる場合は、翌年の２月 29 日までの期間といたします。）をいいます。	電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。 (46)　契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。 (47)　契約主開閉器 契約上設定される遮断器であって、定格電流を上回る電流に対して電路を遮断し、需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。 (48)　定期検査 電気事業法第 54 条および第 55 条第 1 項に定められた検査をいいます。 (49)　定期補修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。 (50)　給電指令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）の運用または需要者の電気の使用等について、当社から指令することをいいます。 (51)　昼間時間 毎日午前８時から午後 10 時までの時間をいいます。ただし、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、１月２日、１月３日、１月４日、５月１日、５月２日、12 月 30 日および 12 月 31 日の該当する時間を除きます。 (52)　夜間時間 昼間時間以外の時間をいいます。 (53)　貿易統計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。 (54)　離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし、毎年１月１日から３月 31 日までの期間、２月１日から４月 30 日までの期間、３月１日から５月 31 日までの期間、４月１日から６月 30 日までの期間、５月１日から７月 31 日までの期間、６月１日から８月 31 日までの期間、７月１日から９月 30 日までの期間、８月１日から 10 月 31 日までの期間、９月１日から 11 月 30 日までの期間、10 月１日から 12 月 31 日までの期間、11 月１日から翌年の１月 31 日までの期間または 12 月１日から翌年の２月 28 日までの期間（翌年が閏年となる場合は、翌年の２月 29 日までの期間といたします。）をいいます。
６　単位および端数処理 この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は、次のとおりといたします。 （１）　契約負荷設備の個々の容量の単位は、１ワットまたは１ボルトアンペアとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。 （２）　契約容量の単位は、１キロボルトアンペアとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。 （３）　発電量調整受電電力、発電量調整受電計画電力、接続受電電力、接続供給電力、接続対象電力、接続対象計画電力、需要抑制量調整受電電力、需要抑制量調整受電計画電力、契約電力、契約受電電力、最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は、次の場合を除き、１キロワットとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）（２）イまたは 20（臨時接続送電サービス）（２）イ(ロ)を適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット以下となるときは、契約電力を 0.5 キロワットといたします。	６　単位および端数処理 この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は、次のとおりといたします。 （１）　契約負荷設備の個々の容量の単位は、１ワットまたは１ボルトアンペアとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。 （２）　契約容量の単位は、１キロボルトアンペアとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。 （３）　発電量調整受電電力、発電量調整受電計画電力、接続受電電力、接続供給電力、接続対象電力、接続対象計画電力、需要抑制量調整受電電力、需要抑制量調整受電計画電力、契約電力、契約受電電力、同時最大受電電力、最大連系電力等、最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は、次の場合を除き、１キロワットとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）（２）イまたは 20（臨時接続送電サービス）（２）イ(ロ)を適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット以下となるときは、契約電力を 0.5 キロワットといたします。

旧	新
ロ　高圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）（２）イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは、契約電力を１キロワットといたします。 （４）　発電量調整受電電力量、発電量調整受電計画電力量、接続受電電力量、接続供給電力量、接続対象電力量、接続対象計画電力量、需要抑制量調整受電電力量、需要抑制量調整受電計画電力量、ベースライン、発電量調整受電計画差対応補給電力量、発電量調整受電計画差対応余剰電力量、接続対象計画差対応補給電力量、接続対象計画差対応余剰電力量、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量、給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は、１キロワット時とし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし、低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は、最小位までといたします。 （５）　力率の単位は、１パーセントとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。 （６）　料金その他の計算における合計金額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。	ロ　高圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）（２）イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは、契約電力を１キロワットといたします。 （４）　発電量調整受電電力量、発電量調整受電計画電力量、接続受電電力量、接続供給電力量、接続対象電力量、接続対象計画電力量、需要抑制量調整受電電力量、需要抑制量調整受電計画電力量、ベースライン、発電量調整受電計画差対応補給電力量、発電量調整受電計画差対応余剰電力量、接続対象計画差対応補給電力量、接続対象計画差対応余剰電力量、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量、給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は、１キロワット時とし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし、低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は、最小位までといたします。 （５）　力率の単位は、１パーセントとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。 （６）　料金その他の計算における合計金額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。
７　実施細目 この約款の実施上必要な細目的事項は、そのつど契約者、発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお、当社は、必要に応じて、~~発電者および~~需要者と別途協議を行なうことがあります。	７　実施細目 この約款の実施上必要な細目的事項は、そのつど契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお、当社は、必要に応じて、需要者と別途協議を行なうことがあります。
Ⅱ　契約の申込み ８　契約の要件 （１）　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。 イ　小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。 ロ　接続供給の場合、契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。 ハ　振替供給の場合、契約者が営む小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。 ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしたがい、かつ、別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は、契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ヘ　契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は、契約者が、当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。	Ⅱ　契約の申込み ８　契約の要件 （１）　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。 イ　小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。 ロ　接続供給の場合、契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。 ハ　振替供給の場合、契約者が営む小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。 ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしたがい、かつ、別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は、契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ヘ　契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は、契約者が、当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。 チ　契約者および需要者が、当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する

旧	新
	旨の承諾をすること。
~~チ~~　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たすこと。	リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たすこと。
（イ）　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。	（イ）　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。
（ロ）　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は、当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。	（ロ）　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は、当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。
（ハ）　需要者が契約者と同一の者、または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。	（ハ）　需要者が契約者と同一の者、または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。
（２）　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。	（２）　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。
イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。	イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。
ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。	ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。
ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしたがい、かつ、系統連系技術要件を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。	ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしたがい、かつ、系統連系技術要件を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は、発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は、発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。
	ホ　発電契約者が当社を代理して、発電者との間で、系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。
	ヘ　発電契約者が、原則として、18（料金）（３）に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金を、34（支払義務の発生および支払期日）（４）に定める期日までの間、当社に代わり、発電者から受領し、当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。
	ト　発電契約者が、35（料金その他の支払方法）（３）ロの場合を除き、18（料金）（３）に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。
	チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合、発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。
	リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合、発電契約者が、当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。
~~ヌ~~　発電契約者が、発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ、かつ、発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ヌ　発電契約者が、発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ、かつ、発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ただし、当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については、ホ、ヘ、ト、チおよびリの要件を除きます。 なお、当社は、発電契約者に対して、系統連系受電契約の締結または変更について、当社を代理する権利を付与いたします。
	（３）　発電者が系統連系受電契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。
	イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合、発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。
	ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。

旧	新
	ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしたがい、かつ、系統連系技術要件を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は、発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ホ　発電者が、原則として、18（料金）（３）に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。 ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。 ただし、発電契約者と同一の者である発電者については、イおよびホの要件を除きます。
（~~3~~）　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。 イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で、次のいずれにも該当すること。 （イ）　需要者に対して、次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し、当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） ｂ　需要抑制の実施頻度及び時期 （ロ）（イ）によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。 （ハ）　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し、実施および維持することができること。 （ニ）　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し、実施および維持できること。 （ホ）　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう、当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上、需要場所が~~29~~（計量）（３）に該当しないこと。 ホ　需要抑制契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	（4）　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。 イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で、次のいずれにも該当すること。 （イ）　需要者に対して、次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し、当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） ｂ　需要抑制の実施頻度及び時期 （ロ）（イ）によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。 （ハ）　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し、実施および維持することができること。 （ニ）　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し、実施および維持できること。 （ホ）　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう、当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上、需要場所が30（計量）（３）に該当しないこと。 ホ　需要抑制契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
９　検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合、発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、あらかじめこの約款を承認のうえ、次の手続きにより、契約者から託送供給の申込み、発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお、電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は、無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また、発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については、その容量を明らかにしていただき、21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置、蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 （１）　受電側接続検討の申込み ハ　検討期間および検討料	９　検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合、発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合、発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、あらかじめこの約款を承認のうえ、次の手続きにより、契約者から託送供給の申込み、発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお、電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は、無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また、発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については、その容量を明らかにしていただき、21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置、蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 （１）　受電側接続検討の申込み ハ　検討期間および検討料

旧	新
（イ） 当社は、原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。	（イ） 当社は、原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。
（ロ） 当社は、原則として、１受電地点１検討につき 22 万円を検討料として、受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし、次の場合には、検討料を申し受けません。 ａ 検討を要しない場合 ｂ 受電側接続検討の回答後、他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等、受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で、かつ、検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき	（ロ） 当社は、原則として、１受電地点１検討につき 22 万円を検討料として、受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし、次の場合には、検討料を申し受けません。 ａ 検討を要しない場合 ｂ 受電側接続検討の回答後、他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等、受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で、かつ、検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。
（４） 契約の申込み 契約者は、（１）ロ（イ）または（ロ）の事項およびイまたはロの事項を、発電契約者は、（１）ロ（ハ）の事項およびハの事項を、需要抑制契約者は、ニの事項を明らかにして、当社所定の様式により、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合、８（契約の要件）（１）へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し、８（契約の要件）（２）ホに定める~~発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは~~８（契約の要件）（~~３~~）~~ホ~~および需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし、発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において、発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合、~~または、~~契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で、当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは、当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。	（４） 契約の申込み 契約者は、（１）ロ（イ）または（ロ）の事項およびイまたはロの事項を、発電契約者は、（１）ロ（ハ）の事項およびハの事項を、需要抑制契約者は、ニの事項を明らかにして、当社所定の様式により、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合、８（契約の要件）（１）へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し、８（契約の要件）（２）ホに定める要件を満たすことを証明する文書および８（契約の要件）（２）ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）（４）ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし、発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において、発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合、契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で、当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは、当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。
なお、自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、８（契約の要件）（１）~~チ~~に定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。	なお、自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、８（契約の要件）（１）リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。
また、発電量調整供給契約を希望される場合で、電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下、「系統連系保証金」といい、その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは、系統連系保証金をお支払いいただき、かつ、電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは、当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ、（１）の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第 13 条第２項第 10 号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます 。）に申込みをしていただくものとし、需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、８（契約の要件）（~~３~~）イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。	また、発電量調整供給契約を希望される場合で、電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下、「系統連系保証金」といい、その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは、系統連系保証金をお支払いいただき、かつ、電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは、当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ、（１）の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第 13 条第２項第 10 号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます 。）に申込みをしていただくものとし、需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、８（契約の要件）（４）イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。
イ 接続供給の場合	イ 接続供給の場合
（イ） 需要者の名称、用途、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	（イ） 需要者の名称、用途、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

旧	新
（ロ） 供給地点における供給電気方式および供給電圧	（ロ） 供給地点における供給電気方式および供給電圧
（ハ） 需要場所における負荷設備、主開閉器、受電設備および発電設備等	（ハ） 需要場所における負荷設備、主開閉器、受電設備および発電設備等
（ニ） 契約電力または契約容量	（ニ） 契約電力または契約容量
（ホ） 契約受電電力	（ホ） 契約受電電力
（ヘ） 希望される接続送電サービス、臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別	（ヘ） 希望される接続送電サービス、臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別
（ト） 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値	（ト） 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値
（チ） 電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	（チ） 電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
（リ） 電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	（リ） 電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
（ヌ） 連絡体制	（ヌ） 連絡体制
（ル） 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には、契約使用期間 なお、負荷設備、契約電力または契約容量については、1年間を通じての最大の負荷を基準として、契約者から申し出ていただきます。この場合、1年間を通じての最大の負荷を確認するため、必要に応じて接続供給の開始希望日以降1年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	（ル） 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には、契約使用期間 なお、負荷設備、契約電力または契約容量については、1年間を通じての最大の負荷を基準として、契約者から申し出ていただきます。この場合、1年間を通じての最大の負荷を確認するため、必要に応じて接続供給の開始希望日以降1年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ロ 振替供給の場合	ロ 振替供給の場合
（イ） 連絡体制	（イ） 連絡体制
（ロ） 当社が小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には、当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容	（ロ） 当社が小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には、当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容
ハ 発電量調整供給の場合	ハ 発電量調整供給の場合
	（イ） 発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号
~~（イ）~~ 契約受電電力	（ロ） 契約受電電力および同時最大受電電力
~~（ロ）~~ 発電量調整受電計画電力	（ハ） 発電量調整受電計画電力
~~（ハ）~~ 電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	（ニ） 電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
~~（ニ）~~ 電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	（ホ） 電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
~~（ホ）~~ 連絡体制	（ヘ） 連絡体制
ニ 需要抑制量調整供給の場合	ニ 需要抑制量調整供給の場合
（イ） 需要抑制契約者の名称	（イ） 需要抑制契約者の名称
（ロ） 需要抑制量調整受電計画電力	（ロ） 需要抑制量調整受電計画電力
（ハ） 需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する、需要抑制の予定電力量（1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で、当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは、需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値	（ハ） 需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する、需要抑制の予定電力量（1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で、当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは、需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値
（ニ） 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値	（ニ） 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値
（ホ） 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	（ホ） 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
（ヘ） 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称	（ヘ） 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称
（ト） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ	（ト） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ
（チ） 電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	（チ） 電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
（リ） 電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	（リ） 電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
（ヌ） 需要抑制量調整供給の開始希望日	（ヌ） 需要抑制量調整供給の開始希望日

旧	新
（ル） 連絡体制 なお、需要抑制バランシンググループごとの(ト)の算定方法となる ~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。	（ル） 連絡体制 なお、需要抑制バランシンググループごとの(ト)の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。
10 契約の成立および契約期間 （１） 接続供給契約は、接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに、振替供給契約は、振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに、発電量調整供給契約は、発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに、需要抑制量調整供給契約は、需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに、それぞれ成立いたします。 （２） 契約期間は、次によります。 イ 接続供給の場合 （イ） 契約期間は、20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き、接続供給契約が成立した日から、料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。 （ロ） 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は、接続供給契約は、契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 （ハ） 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は、接続供給契約が成立した日から、あらかじめ定めた契約使用期間の満了の日までといたします。 ~~ロ~~ 振替供給~~、発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は、振替供給契約~~、発電量調整供給契約~~または需要抑制量調整供給契約が成立した日から、契約者~~、発電契約者~~または需要抑制契約者の申込みにもとづき、契約者~~、発電契約者~~または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし、特別の事情がない限り、契約期間は、振替供給~~、発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。	10 契約の成立および契約期間 （１） 接続供給契約は、接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに、振替供給契約は、振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに、発電量調整供給契約は、発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに、系統連系受電契約は、系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに、需要抑制量調整供給契約は、需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに、それぞれ成立いたします。 （２） 契約期間は、次によります。 イ 接続供給の場合 （イ） 契約期間は、20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き、接続供給契約が成立した日から、料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。 （ロ） 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は、接続供給契約は、契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 （ハ） 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は、接続供給契約が成立した日から、あらかじめ定めた契約使用期間の満了の日までといたします。 ロ 発電量調整供給の場合 （イ） 契約期間は、発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き、発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から、料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。 （ロ） 契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は、発電量調整供給契約または系統連系受電契約は、契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 （ハ） 契約期間は、発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合、発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から、発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。 ハ 振替供給または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は、振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から、契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき、契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし、特別の事情がない限り、契約期間は、振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。
11 託送供給等の開始 （１） 当社は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには、契約者、発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め、供給準備その他必要な手続きを経たのち、すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。	11 託送供給等の開始 （１） 当社は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには、契約者、発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め、供給準備その他必要な手続きを経たのち、すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

旧	新
14　発電場所および需要場所 （４）（１）に定める１構内、（１）イに定める１建物、（２）に定める隣接する複数の構内または（３）に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において、災害による被害を防ぐための措置、温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置、または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に、当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で、次のいずれにも該当するときは、（１）、（２）または（３）にかかわらず、特例区域等を　１発電場所または１需要場所といたします。 イ　次の事項について、原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。 （イ）　非特例区域等について、（１）、（２）または（３）に準じて発電場所または需要場所を定めること。 （ロ）　当社が特例区域等における業務を実施するため、~~42~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。 ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。 ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。 ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため、~~42~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。 ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく、他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。	14　発電場所および需要場所 （４）（１）に定める１構内、（１）イに定める１建物、（２）に定める隣接する複数の構内または（３）に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において、災害による被害を防ぐための措置、温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置、または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に、当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で、次のいずれにも該当するときは、（１）、（２）または（３）にかかわらず、特例区域等を　１発電場所または１需要場所といたします。 イ　次の事項について、原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。 （イ）　非特例区域等について、（１）、（２）または（３）に準じて発電場所または需要場所を定めること。 （ロ）　当社が特例区域等における業務を実施するため、43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。 ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。 ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。 ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため、43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。 ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく、他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。
15　供給および契約の単位 （１）　当社は、次の場合を除き、１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し、１電気方式、１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない、１発電場所に~~つき~~、１電気方式、１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。 （４）　発電量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて、１発電量調整供給契約を結びます。 なお、低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は、原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合、調整電源に該当する発電場所は、原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 また、再生可能エネルギー発電設備（~~再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可~~	15　供給および契約の単位 （１）　当社は、次の場合を除き、１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し、１電気方式、１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない、１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し、１電気方式、１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。 （４）　発電量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて、１発電量調整供給契約を結びます。また、当社は、当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き、原則として、あらかじめ定めた発電場所について、１系統連系受電契約を結びます。 なお、低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は、原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合、調整電源に該当する発電場所は、原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 また、再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギ

旧	新
能エネルギー特別措置法~~」といいます。~~）第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし、~~再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）~~により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は、次のとおりといたします。	一発電設備をいいます。ただし、特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は、次のとおりといたします。
（５） 需要抑制量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて、１需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお、低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は、１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。 また、需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は、需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる ~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。	（５） 需要抑制量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて、１需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお、低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は、１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。 また、需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は、需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。
16 承諾の限界 当社は、法令、電気の需給状況、供給設備の状況、用地事情~~、~~料金~~および~~この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息、保証金、契約超過金、違約金、工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は、その理由を契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	16 承諾の限界 当社は、法令、電気の需給状況、供給設備の状況、用地事情ならびに料金、この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息、保証金、契約超過金、違約金、工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は、その理由を契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。
Ⅲ 料金 18 料金 料金は、次のとおりといたします。 （１） 契約者に係る料金 イ 契約者に係る料金は、ロによって算定された日程等別料金、~~23~~（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに ~~25~~（給電指令時補給電力）（１）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ 日程等別料金は、19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金、20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち、(イ)、(ロ)、(ハ)、(ニ)、(ホ)または(ヘ)に定める日が同一となるもの（この場合、当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定~~（近接性評価割引を行なう場合は、近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）~~いたします。 （イ） 検針日	Ⅲ 料金 18 料金 料金は、次のとおりといたします。 （１） 契約者に係る料金 イ 契約者に係る料金は、ロによって算定された日程等別料金、24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）（１）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ 日程等別料金は、19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金、20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち、(イ)、(ロ)、(ハ)、(ニ)、(ホ)または(ヘ)に定める日が同一となるもの（この場合、当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。 （イ） 検針日

旧	新
（ロ） 電灯定額接続送電サービス、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または~~30~~（電力および電力量の算定）(25)の場合は、その供給地点の属する検針区域の検針日	（ロ） 電灯定額接続送電サービス、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合は、その供給地点の属する検針区域の検針日
（ハ） 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合は、応当日	（ハ） 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合は、応当日
（ニ） ~~27~~（検針日）（５）の場合は、実際に検針を行なった日	（ニ） 28（検針日）（５）の場合は、実際に検針を行なった日
（ホ） 契約者が供給地点を消滅させる場合は、消滅日（特別の事情があり、その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は、その日といたします。）	（ホ） 契約者が供給地点を消滅させる場合は、消滅日（特別の事情があり、その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は、その日といたします。）
（ヘ） ~~30~~（電力および電力量の算定）(29)の場合は、電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日	（ヘ） 31（電力および電力量の算定）(29)の場合は、電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日
~~ハ 近接性評価割引~~	
~~(イ) 適用~~	
~~契約者が、近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕（１）に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し、および運用する発電契約者から、当該発電設備等に係る電気を受電し、接続供給を利用する場合に適用いたします。~~	
~~なお、契約者が、近接性評価対象発電設備を維持し、および運用する発電契約者以外の事業者等を介して、近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき、契約者が、指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は、当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。~~	
~~(ロ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施~~	
~~ａ 近接性評価割引額は、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき、特別の事情がある場合を除き、算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。~~	
~~ｂ 当社は、近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は、料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において、当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。~~	
~~ｃ 近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合、その差額を近接性評価割引額として、料金算定日がその直後となる日程等別料金において、ｂに準じて割引を行ないます。~~	
（２） 発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は、~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに ~~25~~（給電指令時補給電力）（２）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。	（２） 発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は、23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）（２）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。
	（３） 発電者に係る料金 イ 発電者に係る料金は、ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。 ロ 系統連系受電サービス料金は、22（系統連系受電サービス）によって、(イ)、(ロ)、(ハ)または(ニ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。 (イ) 検針日 (ロ) 28（検針日）（５）の場合、実際に検針を行なった日 (ハ) 発電契約者が受電地点を消滅させる場合、消滅日（特別の事情があり、その受電地点の消滅日以降に計量

旧	新
	値の確認を行なった場合は、その日といたします。） （ニ） 31（電力および電力量の算定）(29)の場合、電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日 ただし、その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。
~~(3)~~ 需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は、~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。	(4) 需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は、25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。
19 接続送電サービス （１） 適用範囲 小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。 （２） 接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量は、次によって供給地点ごとに定めます。 イ 低圧で供給する場合、または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満のとき。 （ホ） 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。）、負荷設備または受電設備を変更される場合は、~~50~~（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。 ニ 高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は、イ、ロまたはハにかかわらず、当該供給分以外の供給分につきイ、ロまたはハに準じて定めた値に、原則として需要者の発電設備の容量を基準として、契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 また、当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で、需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは、~~50~~（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。 なお、この場合、当社は、必要に応じて、需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。 （３） 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。ただし、１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は、接続送電サービスごとに算定いたします。 イ 低圧で供給する場合 （イ） 電灯定額接続送電サービス ｄ 接続送電サービス料金 （ａ） 電灯料金 ｉ 電灯料金は、各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。	19 接続送電サービス （１） 適用範囲 小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。 （２） 接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量は、次によって供給地点ごとに定めます。 イ 低圧で供給する場合、または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満のとき。 （ホ） 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。）、負荷設備または受電設備を変更される場合は、51（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。 ニ 高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は、イ、ロまたはハにかかわらず、当該供給分以外の供給分につきイ、ロまたはハに準じて定めた値に、原則として需要者の発電設備の容量を基準として、契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 また、当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で、需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは、51（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。 なお、この場合、当社は、必要に応じて、需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。 （３） 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。ただし、１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は、接続送電サービスごとに算定いたします。 イ 低圧で供給する場合 （イ） 電灯定額接続送電サービス ｄ 接続送電サービス料金 （ａ） 電灯料金 ｉ 電灯料金は、各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

旧	新
10 ワットまでの 1 灯につき　~~40 円 39 銭~~	10 ワットまでの 1 灯につき　38 円 83 銭
10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき　~~80 円 80 銭~~	10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき　77 円 66 銭
20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき　~~161 円 58 銭~~	20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき　155 円 33 銭
40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき　~~242 円 37 銭~~	40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき　232 円 99 銭
60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき　~~403 円 95 銭~~	60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき　388 円 32 銭
100 ワットをこえる 1 灯につき 50 ワットまでごとに　~~201 円 98 銭~~	100 ワットをこえる 1 灯につき 50 ワットまでごとに　194 円 16 銭

（b） 小型機器料金

小型機器料金は、各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ 1 月につき次のとおりといたします。

50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	~~120 円 66 銭~~
50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	~~241 円 31 銭~~
100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 50 ボルトアンペアまでごとに	~~120 円 66 銭~~

50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	115 円 98 銭
50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	231 円 97 銭
100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 50 ボルトアンペアまでごとに	115 円 98 銭

（ロ） 電灯標準接続送電サービス

c　接続送電サービス料金

（b） 電力量料金

電力量料金は、その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	~~9 円 49 銭~~

1 キロワット時につき	9 円 09 銭

（ハ） 電灯時間帯別接続送電サービス

c　接続送電サービス料金

（b） 電力量料金

電力量料金は、その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼間時間

1 キロワット時につき	~~9 円 94 銭~~

1 キロワット時につき	9 円 52 銭

旧	新
ii　夜間時間 1キロワット時につき　~~9円03銭~~	ii　夜間時間 1キロワット時につき　8円65銭
（ニ）　電灯従量接続送電サービス	（ニ）　電灯従量接続送電サービス
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 1キロワット時につき　~~14円85銭~~	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 1キロワット時につき　14円44銭
（ホ）　動力標準接続送電サービス	（ホ）　動力標準接続送電サービス
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
（b）　電力量料金 電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。 1キロワット時につき　~~6円57銭~~	（b）　電力量料金 電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。 1キロワット時につき　6円07銭
（ヘ）　動力時間帯別接続送電サービス	（ヘ）　動力時間帯別接続送電サービス
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
（b）　電力量料金 電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 i　昼間時間 1キロワット時につき　~~6円88銭~~	（b）　電力量料金 電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 i　昼間時間 1キロワット時につき　6円36銭
ii　夜間時間 1キロワット時につき　~~6円27銭~~	ii　夜間時間 1キロワット時につき　5円80銭
（ト）　動力従量接続送電サービス	（ト）　動力従量接続送電サービス
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユ	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユ

旧	新
ニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 １キロワット時につき　~~15円90銭~~	ニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 １キロワット時につき　15円40銭
ロ　高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合
（イ）　高圧標準接続送電サービス	（イ）　高圧標準接続送電サービス
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
（ｂ）　電力量料金 電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　~~2円86銭~~	（ｂ）　電力量料金 電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　2円43銭
（ロ）　高圧時間帯別接続送電サービス	（ロ）　高圧時間帯別接続送電サービス
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
（ｂ）　電力量料金 電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼間時間 １キロワット時につき　~~3円03銭~~	（ｂ）　電力量料金 電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼間時間 １キロワット時につき　2円57銭
ii　夜間時間 １キロワット時につき　~~2円70銭~~	ii　夜間時間 １キロワット時につき　2円30銭
（ハ）　高圧従量接続送電サービス	（ハ）　高圧従量接続送電サービス
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 １キロワット時につき　~~13円66銭~~	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 １キロワット時につき　13円23銭
ハ　特別高圧で供給する場合	ハ　特別高圧で供給する場合
（イ）　特別高圧標準接続送電サービス	（イ）　特別高圧標準接続送電サービス

旧	新
c　接続送電サービス料金 （b）　電力量料金 電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　~~1円02銭~~ （ロ）　特別高圧時間帯別接続送電サービス c　接続送電サービス料金 （b）　電力量料金 電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ⅰ　昼間時間 １キロワット時につき　~~1円07銭~~ ⅱ　夜間時間 １キロワット時につき　~~98銭~~ （ハ）　特別高圧従量接続送電サービス c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 １キロワット時につき　~~7円32銭~~	c　接続送電サービス料金 （b）　電力量料金 電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　70銭 （ロ）　特別高圧時間帯別接続送電サービス c　接続送電サービス料金 （b）　電力量料金 電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ⅰ　昼間時間 １キロワット時につき　73銭 ⅱ　夜間時間 １キロワット時につき　69銭 （ハ）　特別高圧従量接続送電サービス c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 １キロワット時につき　7円00銭
20　臨時接続送電サービス （３）　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。 イ　低圧で供給する場合 （イ）　電灯臨時定額接続送電サービス	20　臨時接続送電サービス （３）　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。 イ　低圧で供給する場合 （イ）　電灯臨時定額接続送電サービス

旧	新
c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次によって算定された金額といたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合　～~~3円59銭~~ 総容量が 50 ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合　~~7円16銭~~ 総容量が100ボルトアンペアをこえ500 ボルトアンペアまでの場合 100ボルトアンペアまでごとに　~~7円16銭~~ 総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合　~~71円62銭~~ 総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに　~~71円62銭~~	c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次によって算定された金額といたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合　3円44銭 総容量が 50 ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合　6円89銭 総容量が100ボルトアンペアをこえ500 ボルトアンペアまでの場合 100ボルトアンペアまでごとに　6円89銭 総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合　68円85銭 総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに　68円85銭
（ロ）　電灯臨時接続送電サービス	（ロ）　電灯臨時接続送電サービス
c　臨時接続送電サービス料金	c　臨時接続送電サービス料金
（ｂ）　電力量料金 電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　～~~10円44銭~~	（ｂ）　電力量料金 電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　10円00銭
（ハ）　動力臨時定額接続送電サービス	（ハ）　動力臨時定額接続送電サービス
c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、次のとおりといたします。ただし、臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は、臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定さ	c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、次のとおりといたします。ただし、臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は、臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定さ

旧	新
れた離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき　~~102円82銭~~ （ニ）　動力臨時接続送電サービス ｃ　臨時接続送電サービス料金 （ｂ）　電力量料金 電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　~~7円88銭~~ ロ　高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は、高圧臨時接続送電サービスといたします。 （ハ）　臨時接続送電サービス料金 ｂ　電力量料金 電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　~~3円43銭~~ ハ　特別高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は、特別高圧臨時接続送電サービスといたします。 （ハ）　臨時接続送電サービス料金 ｂ　電力量料金 電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　~~1円23銭~~	れた離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき　98円84銭 （ニ）　動力臨時接続送電サービス ｃ　臨時接続送電サービス料金 （ｂ）　電力量料金 電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　7円28銭 ロ　高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は、高圧臨時接続送電サービスといたします。 （ハ）　臨時接続送電サービス料金 ｂ　電力量料金 電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　2円92銭 ハ　特別高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は、特別高圧臨時接続送電サービスといたします。 （ハ）　臨時接続送電サービス料金 ｂ　電力量料金 電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　85銭
（新設）	22　系統連系受電サービス （１）　適用範囲 小売電気事業、当社以外の一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし、当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。 （２）　系統連系受電課金対象電力 各月の系統連系受電課金対象電力は、次によって受電地点ごとに、発電バランシンググループごとに定めます。

旧	新
	イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 （イ）　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力といたします。 （ロ）（イ）以外の場合 系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 （イ）　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。 （ロ）（イ）以外の場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から、発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。 ハ　イおよびロにおいて、系統連系受電課金対象電力の算定上、次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 （イ）　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット （ロ）　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア （ハ）　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし、電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。 （ニ）　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット （３）　系統連系受電サービス料金 系統連系受電サービス料金は、受電地点ごとに、発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。 イ　基本料金 基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は、その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は、半額といたします。 系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　85円02銭 ロ　電力量料金 電力量料金は、その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　28銭 ハ　系統設備効率化割引

旧	新
	系統設備効率化割引は、基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし、受電地点ごとに、発電バランシンググループごとに、次により算定いたします。 （イ）　適用 ａ　系統設備効率化割引Ａ 受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕（１）に定める割引区分Ａ－１、Ａ－２またはＡ－３に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。 なお、連系変電所等は、あらかじめ発電者にお知らせいたします。 ｂ　系統設備効率化割引Ｂ 低圧または高圧で受電する場合で、連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕（１）に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。 なお、連系変電所等は、あらかじめ発電者にお知らせいたします。 （ロ）　系統設備効率化割引単価 系統設備効率化割引単価は、ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。 ａ　系統設備効率化割引Ａ単価 系統設備効率化割引Ａに係る単価とし、１月につき次のとおりといたします。 （ａ）　受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合 <table><tr><th></th><th>連系変電所等</th><th>単　価</th></tr><tr><td rowspan="3">系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき</td><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－１の場合</td><td>37円24銭</td></tr><tr><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－２の場合</td><td>6円79銭</td></tr><tr><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－３の場合</td><td>3円39銭</td></tr></table> （ｂ）（ａ）以外の場合 <table><tr><th></th><th>連系変電所等</th><th>単　価</th></tr><tr><td rowspan="2">系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき</td><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－１の場合</td><td>37円24銭</td></tr><tr><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－２の場合</td><td>13円56銭</td></tr></table>

<table>
<tr><th>旧</th><th>新</th></tr>
<tr><td></td><td>
<table>
<tr><td></td><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ａ－３の場合</td><td>6 円 79 銭</td></tr>
</table>
ｂ　系統設備効率化割引Ｂ単価
系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし、１月につき次のとおりといたします。
<table>
<tr><td></td><td>連系変電所等</td><td>単　価</td></tr>
<tr><td rowspan="2">系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき</td><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ｂ－１の場合</td><td>39 円 69 銭</td></tr>
<tr><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）の割引区分Ｂ－２の場合</td><td>14 円 47 銭</td></tr>
</table>
（ハ）　系統設備効率化割引額
系統設備効率化割引額は、（２）の系統連系受電課金対象電力に（ロ）の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし、まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は、その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は、半額といたします。
ニ　その他
系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。</td></tr>
<tr><td>~~22~~　発電量調整受電計画差対応電力
（１）　適用
発電バランシンググループにおいて、~~38~~（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。</td><td>23　発電量調整受電計画差対応電力
（１）　適用
発電バランシンググループにおいて、39（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。</td></tr>
<tr><td>~~23~~　接続対象計画差対応電力
（１）　適用
~~38~~（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。</td><td>24　接続対象計画差対応電力
（１）　適用
39（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。</td></tr>
<tr><td>~~25~~　給電指令時補給電力
（１）　契約者に係る給電指令時補給電力料金
イ　適用範囲
~~38~~（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されているときに適用いたします。
ロ　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は、ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ハ　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、~~30~~（電力および電力量の算定）（20）により 30 分ごとに算定された値といたします。</td><td>26　給電指令時補給電力
（１）　契約者に係る給電指令時補給電力料金
イ　適用範囲
39（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されているときに適用いたします。
ロ　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は、ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ハ　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、31（電力および電力量の算定）（20）により 30 分ごとに算定された値といたします。</td></tr>
</table>

旧	新
ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 （２）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 ~~38~~（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、~~30~~（電力および電力量の算定）（18）により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、~~38~~（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また、当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。	ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 （２）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 39（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、31（電力および電力量の算定）（18）により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし、39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、39（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また、当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。
~~27~~　検針日 検針日は、次により、実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 （１）　検針は、受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に、各月ごとに行ないます。 なお、高圧で受電する場合で契約受電電力が 500 キロワット以上のとき、高圧で供給する場合で 19（接続送電サービス）（２）ロによって契約電力を定めるとき、または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は、当社が検針日を定める場合を除き、実際に検針を行なった日にかかわらず、毎月 1 日といたします。~~ただし、~~受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は、~~契約者または発電契約者と当社との協議によって、~~受電地点における検針日と供給地点における検針日~~を~~同一の日と~~することがあります。~~	28　検針日 検針日は、次により、実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 （１）　検針は、受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に、各月ごとに行ないます。 なお、高圧で受電する場合で契約受電電力が 500 キロワット以上のとき、高圧で供給する場合で 19（接続送電サービス）（２）ロによって契約電力を定めるとき、または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は、当社が検針日を定める場合を除き、実際に検針を行なった日にかかわらず、毎月 1 日といたします。 また、受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は、受電地点における検針日と供給地点における検針日は、原則として同一の日といたします。

旧	新
~~28~~　料金の算定期間	29　料金の算定期間
（１）　送電サービス料金の算定期間は、次によります。	（１）　送電サービス料金の算定期間は、次によります。
イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。	イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。
ロ　当社があらかじめ契約者に~~電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「計量日」~~といいます。）をお知らせした場合は、イにかかわらず、前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。	ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合、電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は、イにかかわらず、前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。
ハ　定額接続送電サービスの料金または ~~30~~（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は、イに準ずるものといたします。この場合、イにいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間、または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。	ハ　定額接続送電サービスの料金または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は、イに準ずるものといたします。この場合、イにいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間、または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。
	（２）　系統連系受電サービス料金の算定期間は、次によります。
	イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし、発電契約者が受電地点を新たに設定し、または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。
	ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合、電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は、イにかかわらず、前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし、発電契約者が受電地点を新たに設定し、または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。
（~~2~~）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は、毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし、接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し、または接続供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は、開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。	（３）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は、毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし、接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し、または接続供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は、開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。
~~29~~　計量	30　計量
（１）　当社は、発電量調整受電電力量は、原則として、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で、接続供給電力量および最大需要電力等は、原則として、供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。 　また、受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を原則として ~~37~~（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし、発電契約者から発電場所において発電契	（１）　当社は、発電量調整受電電力量および最大連系電力等は、原則として、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で、接続供給電力量および最大需要電力等は、原則として、供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。 　また、受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を原則として 38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし、発電契約者から発電場所において発電契

旧	新
約者等の負担により、発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で、当社が適当と認めるときは、30 分ごとに、受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合、仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は、契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 なお、30 分ごとに、受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は、~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 （２） 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は、各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。	約者等の負担により、発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で、当社が適当と認めるときは、30 分ごとに、受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合、仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は、契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 なお、30 分ごとに、受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は、31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 （２） 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は、各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。 なお、発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは、発電契約者を通じて行ないます。
~~30~~ 電力および電力量の算定 （１） 発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は、発電量調整供給の場合で、受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし、受電地点ごとに、30分ごとに、算定いたします。 （２） 発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。 イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合、受電地点ごとに、30 分ごとに、受電地点で計量された電力量といたします。 ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合、30 分ごとに、受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。	31 電力および電力量の算定 （１） 発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は、発電量調整供給の場合で、受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし、受電地点ごとに、30分ごとに、算定いたします。 （２） 発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。 イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合、受電地点ごとに、30 分ごとに、受電地点で計量された電力量といたします。 ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合、30 分ごとに、受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 ハ 系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は、受電地点ごとに、30 分ごとに、受電地点で計量された電力量といたします。 また、料金の算定期間の発電量調整受電電力量は、30分ごとの発電量調整受電電力量を、受電地点ごとに、料金の算定期間（ただし、発電契約者が受電地点を消滅させる場合は、直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。
(10) 接続対象電力量 接続対象電力量は、30 分ごとに、イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ 需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは、次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量× 1 / 1 -損失率（~~31~~〔損失率〕に定める損失率といたします。） ロ 需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は、あらかじめ定めた(イ)または(ロ)により算定された値といたします。 (イ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)イを適用している場合は、次のａまたはｂによって算定された値	(10) 接続対象電力量 接続対象電力量は、30 分ごとに、イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ 需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは、次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量× 1 / 1 -損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。） ロ 需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は、あらかじめ定めた(イ)または(ロ)により算定された値といたします。 (イ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)イを適用している場合は、次のａまたはｂによって算定された値

旧	新
ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 （ａ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき。 ｛接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$｝ －需要抑制量調整受電計画電力量 （ｃ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 （ｄ）（ａ)および(ｃ)にいう(ｄ)によって算定された値とは、次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ （ロ）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)ロを適用している場合は、次の式によって算定された値 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 (14)　需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は、当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で、需要場所ごとに、あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は、次の式によって算定された値 （イ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインを上回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝零 （ロ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝	ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 （ａ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき。 ｛接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$｝ －需要抑制量調整受電計画電力量 （ｃ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 （ｄ）（ａ)および(ｃ)にいう(ｄ)によって算定された値とは、次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ （ロ）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)ロを適用している場合は、次の式によって算定された値 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 (14)　需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は、当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で、需要場所ごとに、あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は、次の式によって算定された値 （イ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインを上回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝零 （ロ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝

旧	新
ベースライン－｛接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める}}$｝ 損失率といたします。）	ベースライン－｛接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}32\text{〔損失率〕に定める}}$｝ 損失率といたします。）
ロ　イ以外の場合は、次の式によって算定された値（1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合、ベースラインから差し引く値は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。） 需要抑制量調整受電電力量＝ ベースライン－｛接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める}}$｝ 損失率といたします。） ただし、上式の値が負となる場合、需要抑制量調整受電電力量は零といたします。	ロ　イ以外の場合は、次の式によって算定された値（1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合、ベースラインから差し引く値は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。） 需要抑制量調整受電電力量＝ ベースライン－｛接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}32\text{〔損失率〕に定める}}$｝ 損失率といたします。） ただし、上式の値が負となる場合、需要抑制量調整受電電力量は零といたします。
(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。	(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は、次の(イ)、(ロ)および(ハ)によって算定された値といたします。 (イ)　(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (ロ)　次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、(2)ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線1回線、変圧器1台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「N－1電制」といいます。）を実施したとき。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は、次の(イ)、(ロ)および(ハ)によって算定された値といたします。 (イ)　(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (ロ)　次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、(2)ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線1回線、変圧器1台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「N－1電制」といいます。）を実施したとき。

旧	新
ｃ　~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。	ｃ　39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。
ｄ　~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。	ｄ　39（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。
（ハ）　次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30 分ごとに、次により算定された値といたします。	（ハ）　次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30 分ごとに、次により算定された値といたします。
ａ　~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合	ａ　39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合
（ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（~~38~~〔給電指令の実施等〕（２）ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	（ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕（２）ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
（ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	（ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
ｂ　ファーム電源に対して、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および ~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合	ｂ　ファーム電源に対して、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合
（ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（~~38~~〔給電指令の実施等〕（２）への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	（ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕（２）への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

旧	新
（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
ｃ ノンファーム電源であり、かつ、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して、~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合	ｃ ノンファーム電源であり、かつ、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して、39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合
（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
ｄ ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合	ｄ 39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合
（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量	（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量

旧	新
は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
ｅ ~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等 、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および ~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合	ｅ 39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等 、39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合
（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回り、かつ、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回り、かつ、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に 39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
（ｃ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合	（ｃ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に 39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

旧	新
~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。	(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で、（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(４)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30 分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なった場合、~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し、給電指令時補給を行なったとき、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときまたは ~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で、（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(４)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30 分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なった場合、39（給電指令の実施等）(2)イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し、給電指令時補給を行なったとき、39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときまたは 39（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30 分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、(14)イまたはロにかかわらず、当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。	(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30 分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、(14)イまたはロにかかわらず、当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

旧	新
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で、30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は、次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋｛接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（~~31~~〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$｝ －ベースライン	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で、30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は、次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋｛接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$｝ －ベースライン
(26)　~~27~~（検針日）（２）または（４）の場合で、検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は、別表９（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	(26)　28（検針日）（２）または（４）の場合で、検針を行なわなかったときの電力量、最大連系電力等または最大需要電力等は、別表９（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量、最大連系電力等または最大需要電力等といたします。
(29)　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には、電力量または最大需要電力等は、別表９（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし、その１月の電力量の合計が計量できている場合で、30 分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは、30 分ごとの電力量は、原則として、別表９（電力量の協定）（３）を基準として定め、定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。	(29)　計量器の故障等により電力量、最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には、電力量、最大連系電力等または最大需要電力等は、別表９（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量、最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし、その１月の電力量の合計が計量できている場合で、30 分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは、30 分ごとの電力量は、原則として、別表９（電力量の協定）（３）を基準として定め、定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。
~~31~~　損失率 この約款で用いる損失率は、次のとおりといたします。 低圧で供給する場合　~~8.0~~パーセント 高圧で供給する場合　~~4.8~~パーセント 特別高圧で供給する場合　~~2.7~~パーセント	32　損失率 この約款で用いる損失率は、次のとおりといたします。 低圧で供給する場合　7.7パーセント 高圧で供給する場合　4.4パーセント 特別高圧で供給する場合　2.5パーセント
~~32~~　料金の算定 （１）　送電サービス料金、発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は、次の場合を除き、料金の算定期間を「１月」として算定いたします。 イ　接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し、または接続供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合 ロ　契約者が供給地点を新たに設定し、供給地点への接続供給を再開し、もしくは停止し、または供給地点を消滅させる場合	33　料金の算定 （１）　送電サービス料金、系統連系受電サービス料金、発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は、次の場合を除き、料金の算定期間を「１月」として算定いたします。 イ　接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し、または接続供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合 ロ　契約者が供給地点を新たに設定し、供給地点への接続供給を再開し、もしくは停止し、または供給地点を消滅させる場合

旧	新
	ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し、受電地点からの発電量調整供給を再開し、もしくは停止し、または受電地点を消滅させる場合
~~ハ~~　接続送電サービスの種別、臨時接続送電サービスの種別、予備送電サービスの種別、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電力、予備送電サービス契約電力、ピークシフト電力等を変更したことにより、料金に変更があった場合	ニ　接続送電サービスの種別、臨時接続送電サービスの種別、予備送電サービスの種別、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電力、予備送電サービス契約電力、ピークシフト電力、契約受電電力、同時最大受電電力等を変更したことにより、料金に変更があった場合
~~ニ~~　~~28~~（料金の算定期間）（１）イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、５日を上回り、または下回るとき。	ホ　29（料金の算定期間）（１）イまたは（２）イの場合で供給側検針期間または受電側検針期間の日数がその供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、５日を上回り、または下回るとき。
~~ホ~~　~~28~~（料金の算定期間）（１）ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、５日を上回り、または下回るとき。	ヘ　29（料金の算定期間）（１）ロまたは（２）ロの場合で供給側計量期間または受電側計量期間の日数がその供給側計量期間または受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、５日を上回り、または下回るとき。
（２）　当社は、（１）ロ、ハ、~~ニまたは~~ホの場合は、基本料金、定額接続送電サービスの料金、予備送電サービス料金~~および~~ピークシフト割引額について、次の式により日割計算をいたします。	（２）　当社は、（１）ロ、ハ、ニ、ホまたはヘの場合は、基本料金、定額接続送電サービスの料金、予備送電サービス料金、ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について、次の式により日割計算をいたします。
イ　基本料金、定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 １月の該当料金×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$ ただし、（１）~~ニまたは~~ホに該当する場合は、 １月の該当料金×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ といたします。	イ　基本料金、定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 １月の該当料金×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$ ただし、（１）ホまたはヘに該当する場合は、 １月の該当料金×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ といたします。
ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合 １月の該当割引額×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$ ただし、（１）~~ニまたは~~ホに該当する場合は、 １月の該当割引額×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ といたします。	ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合 １月の該当割引額×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$ ただし、（１）ホまたはヘに該当する場合は、 １月の該当割引額×$\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ といたします。
（３）　（１）ロの場合により日割計算をするときは、日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み、停止日および消滅日を除きます。また、（１）~~ハ~~の場合により日割計算をするときは、変更後の料金は、変更のあった日から適用いたします。	（３）　（１）ロの場合により日割計算をするときは、日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み、停止日および消滅日を除きます。 また、（１）ニの場合により日割計算をするときは、変更後の料金は、変更のあった日から適用いたします。
	（４）　（１）ハの場合により日割計算をするときは、日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み、停止日および消滅日を除きます。 また、（１）ニの場合により日割計算をするときは、変更後の料金は、変更のあった日から適用いたします。
（~~4~~）　契約者が供給地点を新たに設定し、~~または~~供給地点を消滅させる場合の（２）イおよびロにいう検針期間の日数は、次のとおりといたします。	（５）　契約者が供給地点を新たに設定し、もしくは供給地点を消滅させる場合、または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電地点を消滅させる場合の（２）イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は、次のとおりといたします。
イ　供給地点を新たに設定した場合	イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

旧	新
供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から、その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。 ロ　供給地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から、当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。	供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から、その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。 ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から、当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。
(~~5~~)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または ~~30~~（電力および電力量の算定）(25)の場合は、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させるときの(２)イおよびロにいう検針期間の日数は、(~~4~~)に準ずるものといたします。この場合、(~~4~~)にいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日とし、当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は、消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。	(６)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合は、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させるときの(２)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は、(５)に準ずるものといたします。この場合、(５)にいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日とし、当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は、消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。
(~~6~~)　~~28~~（料金の算定期間）(１)ロの場合は、(２)イおよびロにいう検針期間の日数は、計量期間の日数といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の(２)イおよびロにいう検針期間の日数は、(~~4~~)に準ずるものといたします。この場合、(~~4~~)にいう検針日は、計量日といたします。	(７)　29（料金の算定期間）(１)ロまたは(２)ロの場合は、(２)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は、供給側計量期間または受電側計量期間の日数といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、もしくは供給地点を消滅させる場合、または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電地点を消滅させる場合の(２)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は、(５)に準ずるものといたします。この場合、(５)にいう検針日は、計量日といたします。
(~~7~~)　契約者が供給地点を新たに設定し、~~または供給~~地点を消滅させる場合の(２)イおよびロにいう暦日数は、次のとおりといたします。 イ　供給地点を新たに設定した場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 ロ　供給地点を消滅させる場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	(８)　契約者が供給地点を新たに設定し、もしくは供給地点を消滅させる場合、または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電地点を消滅させる場合の(２)イおよびロにいう暦日数は、次のとおりといたします。 イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。
(~~8~~)　高圧または特別高圧で供給する場合で、力率に変更があるときは、次により基本料金を算定いたします。 イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は、その前後の力率にもとづいて、(２)イにより日割計算をいたします。 ロ　負荷設備の変更等がない場合で、協議によって力率を変更するときは、変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。	(９)　高圧または特別高圧で供給する場合で、力率に変更があるときは、次により基本料金を算定いたします。 イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は、その前後の力率にもとづいて、(２)イにより日割計算をいたします。 ロ　負荷設備の変更等がない場合で、協議によって力率を変更するときは、変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。
(~~9~~)　供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は、(２)イおよびロの日割計算対象日数は、停止期間中の日数といたします。この場合、停止期間中の日数には、接続供給を停止した日を含み、接続供給を再開した日は含みません。また、停止日に接続供給を再開する場合は、その日は停止期間中の日数には含みません。	(10)　供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は、(２)イおよびロの日割計算対象日数は、停止期間中の日数といたします。この場合、停止期間中の日数には、接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み、接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また、停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は、その日は停止期間中の日数には含みません。
~~33~~　支払義務の発生および支払期日 (１)　日程等別料金の支払義務は、18（料金）(１)ロに定める料金算定日に発生いたします。	34　支払義務の発生および支払期日 (１)　日程等別料金の支払義務は、18（料金）(１)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。 (２)　系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）(３)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。
(~~2~~)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受	(３)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受

旧	新
電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は、特別の事情がある場合を除き、料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし、~~27~~（検針日）（５）の場合で、料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合、~~30~~（電力および電力量の算定）(29)の場合で、料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は、その日といたします。	電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は、特別の事情がある場合を除き、料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし、28（検針日）（５）の場合で、料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合、31（電力および電力量の算定）(29)の場合で、料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は、その日といたします。
（~~3~~） （１）の日程等別料金または（~~2~~）の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は、次の場合を除き、支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし、支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。 イ　~~54~~（解約等）（１）により解約となった場合 ロ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合 ハ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始、再生手続き開始、更生手続き開始、特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合 ニ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合 ホ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合 ヘ　その他の理由で契約者、発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認め、その旨を当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合	（４） （１）の日程等別料金、（２）の系統連系受電サービス料金または（３）の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は、次の場合を除き、支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし、支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。 イ　55（解約等）（１）により解約となった場合 ロ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合 ハ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始、再生手続き開始、更生手続き開始、特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合 ニ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合 ホ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合 ヘ　その他の理由で契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認め、その旨を当社が契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者に通知した場合
（~~4~~） 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が（~~3~~）イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は、次のとおり取り扱います。 イ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が（~~3~~）イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で、かつ、~~当社への~~支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が（~~3~~）イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が（~~3~~）イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 ロ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が（~~3~~）イからヘまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 なお、（~~3~~）イからホまでのいずれかに該当する場合であっても、一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等、料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは、支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合、当社はその旨を契約者、発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし、この通知をした後、料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者、発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。	（５） 契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が（４）イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は、次のとおり取り扱います。 イ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が（４）イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で、かつ、支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が（４）イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が（４）イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 ロ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が（４）イからヘまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 なお、（４）イからホまでのいずれかに該当する場合であっても、一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等、料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは、支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合、当社はその旨を契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし、この通知をした後、料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者に通知いたします。
（~~5~~） 当社は、（~~2~~）の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を、支払期日までにお支払いいたします。ただし、支払義務発生日	（６） 当社は、（３）の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を、支払期日までにお支払いいたします。ただし、支払義務発生日

旧	新
の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
~~34~~　料金その他の支払方法	35　料金その他の支払方法
	（３）　発電者の料金その他の支払方法は、次によります。
	イ　発電者の料金については、ロによって支払われる場合を除き、そのつど、発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。
	なお、引き渡しにともなう費用は、発電契約者の負担といたします。
	ロ　次の場合には、発電者の料金について、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。
	なお、支払いにともなう費用は、発電者の負担といたします。
	（イ）　発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合
	（ロ）　発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で、発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。
	（ハ）　その他当社が必要と認めた場合
	ハ　発電者の料金について、支払いは、次のときになされたものといたします。
	（イ）　イの場合、発電者から発電契約者に支払われたとき。
	（ロ）　ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合、発電者がその金融機関に払い込まれたとき。
	ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても、365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。
	なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。
	また、延滞利息は、原則として、発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。
	ホ　発電者の料金は、原則として、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
	ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金、延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金、違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。
	なお、支払いにともなう費用は、発電者の負担といたします。
（~~3~~）　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は、次によります。	（4）　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は、次によります。
イ　需要抑制契約者の料金については毎月、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。	イ　需要抑制契約者の料金については毎月、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。
なお、支払いにともなう費用は、需要抑制契約者の負担といたします。	なお、支払いにともなう費用は、需要抑制契約者の負担といたします。
ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは、需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。	ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは、需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。
ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても、365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。	ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても、365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

旧	新
なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。 また、延滞利息は、原則として、需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。 ニ　需要抑制契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (~~4~~)　当社の料金の支払方法は、次によります。 イ　当社の料金については毎月、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。 なお、支払いにともなう費用は、当社で負担いたします。 ロ　料金の支払いは、当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。 ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合、当社は、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても、365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。 なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。 また、延滞利息は、原則として、当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。	なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。 また、延滞利息は、原則として、需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。 ニ　需要抑制契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 （5）　当社の料金の支払方法は、次によります。 イ　当社の料金については毎月、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。 なお、支払いにともなう費用は、当社で負担いたします。 ロ　料金の支払いは、当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。 ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合、当社は、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても、365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。 なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。 また、延滞利息は、原則として、当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。
~~35~~　保証金 （１）　契約者の場合は、次によります。 イ　当社は、次のいずれかに該当する場合で、必要と認められるときは、契約者から、接続供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。 （イ）　料金の支払いの延滞があった場合 （ロ）　30 分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって、~~30~~（電力および電力量の算定）(20) によって算定された値が著しく大きい場合または ~~30~~（電力および電力量の算定）(20) によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で、接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ、~~39~~（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず、その求めに応じていただけないとき。 （ハ）　新たに接続供給を開始し、または契約電力等を増加される場合 ロ　契約者は、当社があらかじめ定め、通知した期日までに保証金を預けていただきます。 ハ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。 ニ　当社は、接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を契約者の支払額に充当することがあります。 ホ　当社は、保証金について利息を付しません。 ヘ　当社は、保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ニにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。	36　保証金 （１）　契約者の場合は、次によります。 イ　当社は、次のいずれかに該当する場合で、必要と認められるときは、契約者から、接続供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。 （イ）　料金の支払いの延滞があった場合 （ロ）　30 分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって、31（電力および電力量の算定）(20) によって算定された値が著しく大きい場合または 31（電力および電力量の算定）(20) によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で、接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ、40（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず、その求めに応じていただけないとき。 （ハ）　新たに接続供給を開始し、または契約電力等を増加される場合 ロ　契約者は、当社があらかじめ定め、通知した期日までに保証金を預けていただきます。 ハ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。 ニ　当社は、接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を契約者の支払額に充当することがあります。 ホ　当社は、保証金について利息を付しません。 ヘ　当社は、保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ニにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。 （３）　発電者の場合は、次によります。 イ　当社は、料金の支払いの延滞があった発電者、新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力

旧	新
	を増加される発電者から、系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって、または系統連系受電サービス継続の条件として、予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。 ロ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。 ハ　当社は、系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を発電者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は、保証金について利息を付しません。 ホ　当社は、保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ハにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。
~~3~~）　需要抑制契約者の場合は、次によります。 イ　当社は、料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者、または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から、需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。 ロ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。 ハ　当社は、需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は、保証金について利息を付しません。 ホ　当社は、保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ハにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。	（4）　需要抑制契約者の場合は、次によります。 イ　当社は、料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者、または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から、需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。 ロ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。 ハ　当社は、需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は、保証金について利息を付しません。 ホ　当社は、保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ハにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。
Ⅴ　供給 ~~37~~　託送供給等の実施 （1）　接続供給の場合 ト　当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で供給する場合を除き、契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合、契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお、当社は、~~38~~（給電指令の実施等）および~~74~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について、需要者と別途申合書を作成いたします。 （３）　発電量調整供給の場合 チ　当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で受電する場合を除き、発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合、発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお、当社は、~~38~~（給電指令の実施等）および~~74~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について、発電者と別途申合書を作成いたします。	Ⅴ　供給 38　託送供給等の実施 （1）　接続供給の場合 ト　当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で供給する場合を除き、契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合、契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお、当社は、39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について、需要者と別途申合書を作成いたします。 （３）　発電量調整供給の場合 チ　当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で受電する場合を除き、発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合、発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお、当社は、39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について、発電者と別途申合書を作成いたします。

旧	新
~~38~~　給電指令の実施等	39　給電指令の実施等
（１）　当社は、系統運用上の制約その他によって必要な場合には、~~37~~（託送供給等の実施）（３）ホにかかわらず、発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。	（１）　当社は、系統運用上の制約その他によって必要な場合には、38（託送供給等の実施）（３）ホにかかわらず、発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。
~~（７）　当社は、（２）イ、ロ、ハ、トまたは（３）によって、需要者の電気の使用を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合は、その部分については割引いたしません。~~	（７）　当社は、（２）イ、ロ、ホ、ヘ、トまたは（３）によって、発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合、（２）ロの場合で、発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止することが明らかな場合または（２）トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で、電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは、その部分については割引いたしません。
~~イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。~~	イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で、同時最大受電電力が 500 キロワット未満となるとき。
~~（イ）　割引の対象~~	（イ）　割引の対象
~~電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし、その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし、32（料金の算定）（１）イ、ロ、ハ、ニまたはホの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。~~	当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし、33（料金の算定）（１）イ、ハ、ニ、ホまたはへの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。
~~（ロ）　割引率~~	（ロ）　割引率
~~１月中の制限し、または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。~~	１月中の制限し、または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。
~~（ハ）　制限または中止延べ日数の計算~~	（ハ）　制限または中止延べ日数の計算
~~延べ日数は、１日のうち延べ１時間以上制限し、または中止した日を１日として計算いたします。~~	延べ日数は、１日のうち延べ１時間以上制限し、または中止した日を１日として計算いたします。
~~ロ　高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合~~	ロ　高圧で受電する場合で、同時最大受電電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合
~~（イ）　割引の対象~~	（イ）　割引の対象
~~当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし、32（料金の算定）（１）イ、ロ、ハ、ニまたはホの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。~~	当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし、33（料金の算定）（１）イ、ハ、ニ、ホまたはへの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。
~~（ロ）　割引率~~	（ロ）　割引率
~~１月中の制限し、または中止した延べ時間数１時間ごとに 0.2 パーセントといたします。~~	１月中の制限し、または中止した延べ時間数１時間ごとに 0.2 パーセントといたします。
~~（ハ）　制限または中止延べ時間数の計算~~	（ハ）　制限または中止延べ時間数の計算
~~延べ時間数は、１回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし、１時間未満の端数を生じた場合は、30 分以上は切り上げ、30 分未満は切り捨てます。~~	延べ時間数は、１回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし、１時間未満の端数を生じた場合は、30 分以上は切り上げ、30 分未満は切り捨てます。
~~なお、制限時間については、次の算式によって修正したうえで合計いたします。~~	なお、制限時間については、次の算式によって修正したうえで合計いたします。
~~（算式）~~	（算式）
~~ａ　接続供給電力を制限した場合~~	ａ　発電量調整受電電力を制限した場合
~~$H' = H \times \frac{D-d}{D}$~~	$H' = H \times \frac{D-d}{D}$
~~H′　＝　修正時間~~	H′　＝　修正時間
~~Ｈ　＝　制限時間~~	Ｈ　＝　制限時間
~~Ｄ　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力~~	Ｄ　＝　当該受電地点の同時最大受電電力
~~ｄ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値~~	ｄ　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値
~~ｂ　接続供給電力量を制限した場合~~	

旧	新
~~$H' = H \times \frac{A-B}{A}$~~ ~~H′ ＝ 修正時間~~ ~~H ＝ 制限時間~~ ~~A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量~~ ~~B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量~~ ~~ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については、ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。~~ （８）（７）による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には、電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が~~契約~~者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は、１月につき１日を限って計算に入れません。 ~~なお、契約者と当社との協議が整った場合は、需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。~~ （~~９~~）　予備送電サービスの使用を制限し、または中止した場合~~には、（７）および（８）に準じて割引を行ない料金を算定いたします~~。 （~~10~~）　当社は、（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	ｂ　発電量調整受電電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A-B}{A}$ H′ ＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 A ＝ 制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量 B ＝ 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量 ｃ　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については、ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。 （８）（７）による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には、電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は、１月につき１日を限って計算に入れません。 （９）　当社は、（２）または（３）によって、需要者の電気の使用を制限し、または中止した場合、これにともなう料金の減額は行ないません。 （10）　予備送電サービスの使用を制限し、または中止した場合、これにともなう料金の減額は行ないません。 （11）　当社は、（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
~~39~~　適正契約の保持等 （１）　当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には、その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 （２）　当社は、発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には、その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 （３）　当社は、~~30~~（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合、~~30~~（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合、~~30~~（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も、給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。）、~~30~~（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または ~~30~~（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等、契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合、発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には、使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。	40　適正契約の保持等 （１）　当社は、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者との接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には、その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 （２）　当社は、発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には、その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 （３）　当社は、31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合、31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合、31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も、給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。）、31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または 31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等、契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合、発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には、使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

旧	新
~~40~~　契約超過金 （１）　契約者が接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には、当社の責めとなる理由による場合を除き、当社は、契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし、予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は、力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を、契約超過金として契約者から申し受けます。 　なお、この場合、契約超過電力とは、その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。	41　契約超過金 （１）　契約者が接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には、当社の責めとなる理由による場合を除き、当社は、契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし、予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は、力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を、契約超過金として契約者から申し受けます。 　なお、この場合、契約超過電力とは、その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。 （２）　発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には、当社の責めとなる理由による場合を除き、当社は、契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を、契約超過金として発電者から申し受けます。 　なお、この場合、契約超過受電電力は、次によって受電地点ごとに、発電バランシンググループごとに定めます。 イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 （イ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 　その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。 （ロ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 　その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 （イ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 　発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は、その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 （ロ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 　発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は、その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。 ハ　イおよびロにおいて、契約超過受電電力の算定上、次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 （イ）　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット （ロ）　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

旧	新
~~（２）　契約超過金は、~~契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は、料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに、原則として、その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。	（ハ）　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし、電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。 （ニ）　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット （３）　契約超過金の支払期日および支払方法については、次のとおりといたします。 イ　契約者の場合 契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は、供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに、原則として、その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。 ロ　発電者の場合 同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は、受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに、原則として、その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。
~~42~~　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 当社は、次の業務を実施するため、発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に、または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお、発電者または需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。 （１）　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計、施工（取付けおよび取外しを含みます。）、改修または検査 （２）　~~74~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 （３）　不正な電気の使用の防止等に必要な、発電者もしくは需要者の電気機器の試験、契約負荷設備、契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認 （４）　計量器の検針または計量値の確認 （５）　~~44~~（託送供給等の停止）、~~52~~（契約の廃止）または~~54~~（解約等）により必要な処置 （６）　その他この約款によって、接続供給契約、振替供給契約~~および~~発電量調整供給契約の成立、変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務	43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 当社は、次の業務を実施するため、発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に、または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお、発電者または需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。 （１）　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計、施工（取付けおよび取外しを含みます。）、改修または検査 （２）　75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 （３）　不正な電気の使用の防止等に必要な、発電者もしくは需要者の電気機器の試験、契約負荷設備、契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認 （４）　計量器の検針または計量値の確認 （５）　45（託送供給等の停止）、53（契約の廃止）または55（解約等）により必要な処置 （６）　その他この約款によって、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立、変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務
~~44~~　託送供給等の停止 （１）　契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合 ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し、または亡失して、当社に重大な損害を与	45　託送供給等の停止 （１）　契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合 ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し、または亡失して、当社に重大な損害を与

旧	新
えた場合 ハ　~~61~~（引込線の接続）に反して、当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合 （２）　契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当し、当社が契約者~~または~~発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合 ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用、~~または~~電気を使用された場合 ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合 ニ　動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービス、動力従量接続送電サービス、動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で、変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用されたとき。 ホ　~~42~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して、当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合 ヘ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合 （３）　契約者~~または~~発電契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者~~または~~発電契約者にその改善を求めた場合で、~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合 ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合 ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合 ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合 ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕（３）イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス、19〔接続送電サービス〕（３）イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス、19〔接続送電サービス〕（３）ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは 19〔接続送電サービス〕（３）ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）	えた場合 ハ　62（引込線の接続）に反して、当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合 （２）　契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合 ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用、電気を使用または発電もしくは放電された場合 ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合 ニ　動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービス、動力従量接続送電サービス、動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で、変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用されたとき。 ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して、当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合 ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合 （３）　契約者、発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で、40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合 ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合 ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合 ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合 ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕（３）イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス、19〔接続送電サービス〕（３）イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス、19〔接続送電サービス〕（３）ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは 19〔接続送電サービス〕（３）ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）
~~45~~　託送供給等の停止の解除 ~~44~~（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で、契約者、発電契約者、発電者および需要者がその理由となった事実を解消したときには、当社は、すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。	46　託送供給等の停止の解除 45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で、契約者、発電契約者、発電者および需要者がその理由となった事実を解消したときには、当社は、すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。
~~46~~　託送供給の停止期間中の料金 ~~44~~（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には、その停止期間中については、まったく電気を使用しない場合の月額料金を ~~32~~（料金の算定）により日割計算をして、料金を算定いたします。	47　託送供給等の停止期間中の料金 45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には、その停止期間中については、まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を 33（料金の算定）により日割計算をして、料金を算定いたします。

旧	新
~~47~~　違約金 （１）　契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当し、そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には、当社は、その免れた金額の３倍に相当する金額を、違約金として接続供給契約については契約者から、発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。 イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　~~44~~（託送供給等の停止）（２）ロ、ハまたはニの場合 （２）　（１）の免れた金額は、この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と、不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 （３）　不正に使用した期間が確認できない場合は、６月以内で当社が決定した期間といたします。	48　違約金 （１）　契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当し、そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には、当社は、その免れた金額の３倍に相当する金額を、違約金として接続供給契約については契約者から、発電量調整供給契約については発電契約者から、系統連系受電契約については発電者から申し受けます。 イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　45（託送供給等の停止）（２）ロ、ハまたはニの場合 （２）　（１）の免れた金額は、この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と、不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 （３）　不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は、６月以内で当社が決定した期間といたします。
~~48~~　損害賠償の免責 （１）　11（託送供給等の開始）（２）によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合、~~38~~（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止した場合、または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止した場合で、それが当社の責めとならない理由によるものであるときには、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 （２）　~~44~~（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または ~~54~~（解約等）によって接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 （３）　~~44~~（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または ~~54~~（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が ~~54~~（解約等）（１）ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。	49　損害賠償の免責 （１）　11（託送供給等の開始）（２）によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合、39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止した場合、または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止した場合で、それが当社の責めとならない理由によるものであるときには、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 （２）　45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 55（解約等）によって接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 （３）　45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または 55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が 55（解約等）（１）ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。
Ⅵ　契約の変更および終了 ~~50~~　契約の変更 （１）　接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生ずる場合は、Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし、すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。 （２）　契約電力等の減少を希望される場合の（１）による契約の変更は、次のとおりといたします。	Ⅵ　契約の変更および終了 51　契約の変更 （１）　接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生ずる場合は、Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし、すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。 （２）　契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の（１）による契約の変更は、次のとおりといたします。 ただし、当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず、発電契約者から、発電設備等の検査、補修、休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は、正当な理由がない限り、契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。

旧	新
イ　契約者は、あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて、当社に申し出ていただきます。この場合、当社は、原則として、契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。 ロ　契約電力等は、次の場合を除き、契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。 （イ）　当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は、申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。 （ロ）　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は、契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。	イ　契約者または発電契約者は、あらかじめ契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて、当社に申し出ていただきます。この場合、当社は、原則として、契約者または発電契約者が申し出た契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。 ロ　契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力は、次の場合を除き、契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。 （イ）　当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は、申出を受けた日に契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。 （ロ）　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は、契約電力等、契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。
~~51~~　名義の変更 合併その他の原因によって、新たな契約者、発電契約者または需要抑制契約者が、それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者、発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ、引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は、名義変更の手続きによることができます。この場合には、新たな契約者、発電契約者または需要抑制契約者は、その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし、新たな契約者~~または~~発電契約者が、それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ、引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約~~または~~当該発電量調整供給契約を希望される場合は、８（契約の要件）（１）~~ヘ~~に定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り、名義変更の手続きによることができます。	52　名義の変更 合併その他の原因によって、新たな契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が、それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ、引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は、名義変更の手続きによることができます。この場合には、新たな契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者は、その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし、新たな契約者、発電契約者または発電者が、それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約、発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ、引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約、当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は、８（契約の要件）（１）リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り、名義変更の手続きによることができます。
~~52~~　契約の廃止 （１）　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合、発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者は、あらかじめその廃止期日を定めて、当社に通知していただきます。この場合、当社は、原則として、契約者または発電契約者から通知された廃止期日に、当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において、託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお、この場合には、必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 （~~２~~）　接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は、~~54~~（解約等）および次の場合を除き、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。	53　契約の廃止 （１）　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合、発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合、発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者は、あらかじめその廃止期日を定めて、当社に通知していただきます。この場合、当社は、原則として、契約者または発電契約者から通知された廃止期日に、当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において、託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお、この場合には、必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 （２）　当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず、発電契約者または発電者から、発電設備等の検査、補修、休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は、正当な理由がない限り、（１）にかかわらず、発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。 （３）　接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は、55（解約等）および次の場合を除き、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

旧	新
イ　当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は、通知を受けた日に接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は、接続供給契約、振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約は、託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。	イ　当社が契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は、通知を受けた日に接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または系統連系受電契約は、託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。
（~~3~~）　需要抑制量調整供給契約の場合で、需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは、需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお、この場合には、当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。	（4）　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で、発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 なお、この場合には、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。 （5）　需要抑制量調整供給契約の場合で、需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは、需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお、この場合には、当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。
~~53~~　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 （1）　次の場合には、当社は、接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に、発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に、それぞれ精算していただきます。 なお、この場合は、受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。 イ　接続供給の場合 （イ）　低圧で供給する場合 a　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、新たに設定し、または増加された接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社は、契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について、~~71~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお、増加後に消滅させる場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、減少される接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適	54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 （1）　次の場合には、当社は、接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に、発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に、それぞれ精算していただきます。 なお、この場合は、受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。 イ　接続供給の場合 （イ）　低圧で供給する場合 a　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、新たに設定し、または増加された接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社は、契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について、72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお、増加後に消滅させる場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、減少される接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適

旧	新
用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について、~~71~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお、この場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は、ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。 d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は、ａ、ｂおよびｃに準ずるものといたします。	用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について、72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお、この場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は、ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。 d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は、ａ、ｂおよびｃに準ずるものといたします。
（ロ）　高圧または特別高圧で供給する場合 a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について、さかのぼって、新たに設定し、または増加された契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社は、契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について、~~71~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお、増加後に消滅させる場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について、さかのぼって、減少契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、~~71~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお、この場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。	（ロ）　高圧または特別高圧で供給する場合 a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について、さかのぼって、新たに設定し、または増加された契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社は、契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について、72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお、増加後に消滅させる場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について、さかのぼって、減少契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお、この場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。
ロ　発電量調整供給の場合 （イ）　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。 （ロ）　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	ロ　発電量調整供給の場合 （イ）　発電契約者が契約受電電力、同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。 （ロ）　発電契約者が契約受電電力、同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、当社の供給設備のうち契約受電電力、同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

旧	新
~~54~~　解約等	55　解約等
（１）　当社は、次の場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	（１）　当社は、次の場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 　なお、系統連系受電契約を解約した場合には、当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。
~~なお、~~この場合には、その旨を文書により契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	この場合には、その旨を文書により契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。
また、契約者、発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は、その旨を文書等により発電者、需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。	また、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は、その旨を文書等により発電者、需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。
イ　~~44~~（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者、発電契約者、発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合	イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者、発電契約者、発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合
ロ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合	ロ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合
（イ）　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	（イ）　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
	（ロ）　発電契約者と当社が、発電者の料金、延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で、あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。
（~~ロ~~）　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。）、発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	（ハ）　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。）、発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）、系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
（~~ハ~~）　料金以外の債務を支払われない場合	（ニ）　料金以外の債務を支払われない場合
	（ホ）　当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合
ハ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。	ハ　契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。
（ヘ）　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合	（ヘ）　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合
（２）　需要者がその需要場所から移転され、電気を使用されていないことが明らかな場合には、契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。この場合、当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。	（２）　需要者がその需要場所から移転され、電気を使用されていないことが明らかな場合には、契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。この場合、当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。
	（３）　発電者がその発電場所において、その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 　この場合、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。
	（４）　発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており、かつ、発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で、系統連系受電契約を解約したときは、当該発電契約者からの申出がない場合であって

旧	新
	も、発電量調整供給契約を変更していただくものとし、当社は、その旨を発電契約者に通知いたします。 なお、発電契約者と同一の者である発電者の場合は、当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。 （５） 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で、発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(１)によって解約されたときは、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 この場合、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。
~~55~~ 契約消滅後の債権債務関係 接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。	56 契約消滅後の債権債務関係 接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。
Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事 ~~56~~ 受電地点、供給地点および施設 （１） 受電地点 ロ 受電地点は、会社間連系点を受電地点とする場合を除き、発電場所内の地点とし、当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし、次の場合には、発電契約者と当社との協議により、発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。 （ニ） ~~58~~（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を受電する場合 （２） 供給地点 イ 接続供給の場合 （イ） 供給地点は、当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。 （ロ） 供給地点は、需要場所内の地点とし、当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし、次の場合には、契約者と当社との協議により、需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。 ｄ ~~58~~（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を供給する場合	Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事 57 受電地点、供給地点および施設 （１） 受電地点 ロ 受電地点は、会社間連系点を受電地点とする場合を除き、発電場所内の地点とし、当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし、次の場合には、発電契約者と当社との協議により、発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。 （ニ） 59（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を受電する場合 （２） 供給地点 イ 接続供給の場合 （イ） 供給地点は、当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。 （ロ） 供給地点は、需要場所内の地点とし、当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし、次の場合には、契約者と当社との協議により、需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。 ｄ 59（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を供給する場合
~~58~~ 地中引込線 （４） 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で、契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには、地中引込線は、原則として、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。ただし、当社が、保安上または保守上適当と認めた場合は、（１）に準じて接続を	59 地中引込線 （４） 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で、契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには、地中引込線は、原則として、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。ただし、当社が、保安上または保守上適当と認めた場合は、（１）に準じて接続を

旧	新
行ないます。この場合、当社は、~~65~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）、（４）または~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。	行ないます。この場合、当社は、66（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）、（４）または69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。
~~62~~　計量器等の取付け （１）　料金の算定上必要な計量器、その付属装置（計量器箱、変成器、変成器の２次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については、以下のとおりといたします。ただし、記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。 ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置は、原則として、契約受電電力に応じて当社が選定し、かつ、当社の所有とし、当社で取り付けます。この場合、当社は~~66~~（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。	63　計量器等の取付け （１）　料金の算定上必要な計量器、その付属装置（計量器箱、変成器、変成器の２次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については、以下のとおりといたします。ただし、記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。 ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置は、原則として、契約受電電力に応じて当社が選定し、かつ、当社の所有とし、当社で取り付けます。この場合、当社は67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。
~~64~~　専用供給設備 （１）　当社は、次の場合には、契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合、受電地点への供給設備については~~65~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）または（４）の工事費負担金を、供給地点への供給設備については~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を申し受けます。 イ　契約者または発電契約者がとくに希望され、かつ、当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合 ロ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）の場合	65　専用供給設備 （１）　当社は、次の場合には、契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合、受電地点への供給設備については66（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）または（４）の工事費負担金を、供給地点への供給設備については69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を申し受けます。 イ　契約者または発電契約者がとくに希望され、かつ、当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合 ロ　44（託送供給等にともなう協力）の場合
Ⅷ　工事費の負担 ~~65~~　受電地点への供給設備の工事費負担金 （２）　受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 （ロ）　~~64~~（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、~~64~~（専用供給設備）（２）によるものといたします。 ロ　受電地点において 21（予備送電サービス）を利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、~~64~~（専用供給設備）（２）によるものといたします。	Ⅷ　工事費の負担 66　受電地点への供給設備の工事費負担金 （２）　受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 （ロ）　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、65（専用供給設備）（２）によるものといたします。 ロ　受電地点において 21（予備送電サービス）を利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、65（専用供給設備）（２）によるものといたします。

旧	新
（３） 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は、~~61~~（引込線の接続）、~~62~~（計量器等の取付け）または~~63~~（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ ~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 （５） 工事費の算定 （１）、（２）、（３）および（４）の場合の工事費は、次により算定いたします。 ニ 当社が特別高圧で受電する電気について、使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から受電する場合は、変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。 ホ （２）イ（ハ）の場合、使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。なお、ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から受電する場合は、高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。 ヘ 低圧または高圧で受電する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは、イまたはロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	（３） 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は、62（引込線の接続）、63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ 44（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 （５） 工事費の算定 （１）、（２）、（３）および（４）の場合の工事費は、次により算定いたします。 ニ 当社が特別高圧で受電する電気について、使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は、変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。 ホ （２）イ（ハ）の場合、使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。なお、ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は、高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。 ヘ 低圧または高圧で受電する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは、イまたはロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
~~68~~ 供給地点への供給設備の工事費負担金 （２） 供給地点への特別供給設備の工事費負担金 イ 契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 （ロ） ~~64~~（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、~~64~~（専用供給設備）（２）によるものといたします。 ロ 19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、~~64~~（専用供給設備）（２）によるものといたします。	69 供給地点への供給設備の工事費負担金 （２） 供給地点への特別供給設備の工事費負担金 イ 契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 （ロ） 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、65（専用供給設備）（２）によるものといたします。 ロ 19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、65（専用供給設備）（２）によるものといたします。

旧	新
（３） 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ 契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は、~~61~~（引込線の接続）、~~62~~（計量器等の取付け）、~~63~~（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 ロ ~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 （４） 工事費の算定 （２）および（３）の場合の工事費は、次により算定いたします。 イ 工事費は、契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、標準設計工事費とし、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また、算定にあたっては、次のとおりといたします。 （ヘ） 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は、~~71~~（臨時工事費）に準じて算定いたします。	（３） 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ 契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は、62（引込線の接続）、63（計量器等の取付け）、64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 ロ 44（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 （４） 工事費の算定 （２）および（３）の場合の工事費は、次により算定いたします。 イ 工事費は、契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、標準設計工事費とし、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また、算定にあたっては、次のとおりといたします。 （ヘ） 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は、72（臨時工事費）に準じて算定いたします。
~~69~~ 工事費負担金の申受けおよび精算 （２） 工事費負担金は、次の場合には、工事完成後すみやかに精算するものといたします。 イ ~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。 （イ） 設計変更等により、架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合 （ロ） その他特別の事情により、工事費負担金に差異が生じた場合 ロ ~~65~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）、~~66~~（受電用計量器等の工事費負担金）、~~67~~（会社間連系設備の工事費負担金）、~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）（~~68~~〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕（１）の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は、イに準ずるものといたします。）および ~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）（３）にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。 （４） 当社は、~~65~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ（ハ）に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお、当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について、その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で、その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは、原則としてその差額をお返しいたします。	70 工事費負担金の申受けおよび精算 （２） 工事費負担金は、次の場合には、工事完成後すみやかに精算するものといたします。 イ 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。 （イ） 設計変更等により、架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合 （ロ） その他特別の事情により、工事費負担金に差異が生じた場合 ロ 66（受電地点への供給設備の工事費負担金）、67（受電用計量器等の工事費負担金）、68（会社間連系設備の工事費負担金）、69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）（69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕（１）の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は、イに準ずるものといたします。）および 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（３）にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。 （４） 当社は、66（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ（ハ）に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお、当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について、その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で、その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは、原則としてその差額をお返しいたします。

旧	新
（６） 低圧または高圧で供給する場合、居住用の分譲地として整備された地域等において、原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で、すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり、かつ、一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには、当社は、施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される ~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）の工事費負担金を当初に申し受けます。 　また、工事費負担金契約書（~~72~~〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は、共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても、施設された供給設備に応じたものといたします。	（６） 低圧または高圧で供給する場合、居住用の分譲地として整備された地域等において、原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で、すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり、かつ、一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには、当社は、施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）の工事費負担金を当初に申し受けます。 　また、工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は、共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても、施設された供給設備に応じたものといたします。
~~71~~ 臨時工事費 （２） 臨時工事費を申し受ける場合は、~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。 （４） 臨時工事費の精算は、~~69~~（工事費負担金の申受けおよび精算）（２）ロの場合に準ずるものといたします。	72 臨時工事費 （２） 臨時工事費を申し受ける場合は、69（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。 （４） 臨時工事費の精算は、70（工事費負担金の申受けおよび精算）（２）ロの場合に準ずるものといたします。
~~76~~ 調査等の委託 （１） 当社は、~~75~~（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。	77 調査等の委託 （１） 当社は、76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。
~~77~~ 調査に対する需要者の協力 （２） 当社は、~~75~~（調査）（１）により調査を行なうにあたり、必要があるときは、需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。	78 調査に対する需要者の協力 （２） 当社は、76（調査）（１）により調査を行なうにあたり、必要があるときは、需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。
~~79~~ 自家用電気工作物 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については、この約款のうち次のものは、適用いたしません。 （１） ~~75~~（調査） （２） ~~76~~（調査等の委託） （３） ~~77~~（調査に対する需要者の協力） （４） ~~78~~（検査または工事の受託）	80 自家用電気工作物 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については、この約款のうち次のものは、適用いたしません。 （１） 76（調査） （２） 77（調査等の委託） （３） 78（調査に対する需要者の協力） （４） 79（検査または工事の受託）
附則 １ この約款の実施期日 この約款は、~~2023 年 12 月 27 日~~から実施いたします。	附則 １ この約款の実施期日 この約款は、2024 年４月１日から実施いたします。

旧	新
3　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置 （1）に定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者から申出がある場合は、料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	3　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置 （1）に定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者から申出がある場合は、料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
（1）　適用範囲	（1）　適用範囲
ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については、あらかじめ定められた順序または手続き等に~~従って~~揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。	ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については、あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。
（3）　電力および電力量の算定 当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、接続対象計画電力量、接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は、~~30~~（電力および電力量の算定）(12)、(20)および(21)にかかわらず、次のとおりといたします。	（3）　電力および電力量の算定 当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、接続対象計画電力量、接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）(12)、(20)および(21)にかかわらず、次のとおりといたします。
ロ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30 分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、~~30~~（電力および電力量の算定）（8）にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量	ロ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30 分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、31（電力および電力量の算定）（8）にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量
ハ　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30 分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、~~30~~（電力および電力量の算定）（8）にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量	ハ　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30 分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、31（電力および電力量の算定）（8）にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量
（4）　計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については、~~62~~（計量器等の取付け）によるものといたします。また、これに加え、（1）イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電	（4）　計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については、63（計量器等の取付け）によるものといたします。また、これに加え、（1）イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電

旧	新
気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、（１）ロによって区分する場合には、区分するために必要な計量器およびその付属装置は、原則として、当社の所有とし、当社の負担で取り付けます。 （５） 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は、~~29~~（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず、供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合、接続供給電力量および最大需要電力等は、計量された接続供給電力量および最大需要電力等を、供給電圧と同位にするために、あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。	気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、（１）ロによって区分する場合には、区分するために必要な計量器およびその付属装置は、原則として、当社の所有とし、当社の負担で取り付けます。 （５） 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は、30（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず、供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合、接続供給電力量および最大需要電力等は、計量された接続供給電力量および最大需要電力等を、供給電圧と同位にするために、あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。
４ 発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］	４ 発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］
（３）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され、または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは、当社は、~~50~~（契約の変更）（３）に準じて契約を変更していただくことがあります。	（３）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され、または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは、当社は、51（契約の変更）（３）に準じて契約を変更していただくことがあります。
（５）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が 2016 年４月１日以降に締結され、かつ、再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備（以下「バイオマス発電設備」といいます。）であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	（５）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が 2016 年４月１日以降に締結され、かつ、再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備（以下「バイオマス発電設備」といいます。）であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
ハ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30 分ごとに算定される金額といたします。 ただし、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30 分ごとに算定される金額といたします。 この場合、~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず、発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ ~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ ~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。 ニ 特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、~~25~~（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30 分ごとに算定される金額といたします。	ハ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30 分ごとに算定される金額といたします。 ただし、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30 分ごとに算定される金額といたします。 この場合、23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず、発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ 23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ 23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。 ニ 特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、26（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30 分ごとに算定される金額といたします。

旧	新
なお、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、~~25~~（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30 分ごとに算定される金額といたします。ただし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合でノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は、~~38~~（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	なお、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、26（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30 分ごとに算定される金額といたします。ただし、39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は、39（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
この場合、~~25~~（給電指令時補給電力）（２）ロにかかわらず、給電指令時補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について、それぞれ ~~25~~（給電指令時補給電力）（２）ロに準じて算定したものの合計といたします。	この場合、26（給電指令時補給電力）（２）ロにかかわらず、給電指令時補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について、それぞれ 26（給電指令時補給電力）（２）ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 （イ）~~28~~（料金の算定期間） （ロ）~~32~~（料金の算定） （ハ）~~33~~（支払義務の発生および支払期日） （ニ）~~34~~（料金その他の支払方法） （ホ）~~35~~（保証金） （ヘ）~~47~~（違約金） （ト）~~54~~（解約等）	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 （イ）29（料金の算定期間） （ロ）33（料金の算定） （ハ）34（支払義務の発生および支払期日） （ニ）35（料金その他の支払方法） （ホ）36（保証金） （ヘ）48（違約金） （ト）55（解約等）
（６）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（（５）において、契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	（６）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（（５）において、契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 （イ）~~28~~（料金の算定期間） （ロ）~~32~~（料金の算定） （ハ）~~33~~（支払義務の発生および支払期日） （ニ）~~34~~（料金その他の支払方法）	ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 （イ）29（料金の算定期間） （ロ）33（料金の算定） （ハ）34（支払義務の発生および支払期日） （ニ）35（料金その他の支払方法）
（７）（１）により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において、イに該当	（７）（１）により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において、イに該当

旧	新
する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が 10 キロワット未満の場合に限ります。また、特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で、契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は、当分の間、必要となるその他の供給条件は、ロからホのとおりといたします。	する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が 10 キロワット未満の場合に限ります。また、特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で、契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は、当分の間、必要となるその他の供給条件は、ロからホのとおりといたします。
ロ　供給および契約の単位 当社は、15（供給および契約の単位）（１）にかかわらず、１発電場所につき、１電気方式、１引込、２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合、当該発電場所に係る発電バランシンググループは、計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　供給および契約の単位 当社は、15（供給および契約の単位）（１）にかかわらず、１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し、１電気方式、１引込、２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合、当該発電場所に係る発電バランシンググループは、計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　計量 当社は、29（計量）（１）にかかわらず、発電量調整受電電力量は、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により、受電電圧と同位の電圧で、30 分単位で計量いたします。また、受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより、30 分ごとに、発電バランシンググループごとに、電力量を仕訳いたします。この場合、30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	ハ　計量 当社は、30（計量）（１）にかかわらず、発電量調整受電電力量は、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により、受電電圧と同位の電圧で、30 分単位で計量いたします。また、受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより、30 分ごとに、発電バランシンググループごとに、電力量を仕訳いたします。この場合、31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
ニ　37（託送供給等の実施）（３）へは、適用いたしません。	ニ　38（託送供給等の実施）（３）へは、適用いたしません。
ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は、当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお、必要に応じて契約者、発電契約者および発電者に協力していただきます。	ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は、当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお、必要に応じて契約者、発電契約者および発電者に協力していただきます。
（８）　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合、当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。	（８）　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合、当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。
ロ　契約者は、当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、イの電力量の仕訳に係る順位を、37（託送供給等の実施）（３）へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ロ　契約者は、当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、イの電力量の仕訳に係る順位を、38（託送供給等の実施）（３）へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ハ　イのバイオマス比率は、算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。	ハ　イのバイオマス比率は、算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。
（９）　その他の事項については、発電契約者の場合に準ずるものといたします。	（９）　その他の事項については、発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。
５　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置	５　離島についての特別措置 （１）　系統連系受電サービス料金 電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は、22（系統連系受電サービス）（３）イにかかわらず、次のとおりといたします。 系統連系受電課金対象電力１キロワット　｜　特別高圧系統のある離島（島根県：島後、中ノ島、西ノ島、知夫里島）　｜　76 円 98 銭

旧	新
	につき　特別高圧系統のない離島（山口県：見島）　76円93銭
（~~1~~）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 ~~電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）~~における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）、~~23~~（接続対象計画差対応電力）（２）イ（ハ）、~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）、~~25~~（給電指令時補給電力）（１）ニまたは（２）ニにかかわらず、次のとおりといたします。 １キロワット時につき　~~41円25銭~~ ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。	（２）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）、24（接続対象計画差対応電力）（２）イ（ハ）、25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）、26（給電指令時補給電力）（１）ニまたは（２）ニにかかわらず、次のとおりといたします。 １キロワット時につき　42円09銭 ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。
（~~2~~）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ハ）、~~23~~（接続対象計画差対応電力）（２）ロ（ハ）または ~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ハ）にかかわらず、次のとおりといたします。 １キロワット時につき　19円27銭	（３）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、23（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ハ）、24（接続対象計画差対応電力）（２）ロ（ハ）または 25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ハ）にかかわらず、次のとおりといたします。 １キロワット時につき　19円27銭
６　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等は、~~29~~（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等は、計量された発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	６　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 発電量調整受電電力量、接続供給電力量、最大連系電力等および最大需要電力等は、30（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、発電量調整受電電力量、接続供給電力量、最大連系電力等および最大需要電力等は、計量された発電量調整受電電力量、接続供給電力量、最大連系電力等および最大需要電力等を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。
８　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置 （１）　１発電場所において、調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で、当該複数の調整電源のうち、一部の調整電源の故障等が発生したときは、~~30~~（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、~~30~~（電力および電力量の算定）（２）イにかかわらず、発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を、当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 （２）　１発電場所において、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また、当該受電地点における 30 分ごとの電力量および電力量の計画値は、発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合、~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、協議により定めた値を、当該受電地点において 30 分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値とみなします。	８　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置 （１）　１発電場所において、調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で、当該複数の調整電源のうち、一部の調整電源の故障等が発生したときは、31（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、31（電力および電力量の算定）（２）イにかかわらず、発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を、当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 （２）　１発電場所において、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また、当該受電地点における 30 分ごとの電力量および電力量の計画値は、発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合、31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、協議により定めた値を、当該受電地点において 30 分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値とみなします。

旧	新
9　損害賠償の免責についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］ 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で、~~38~~（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し、または中止したことにより、発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは、~~48~~（損害賠償の免責）（１）にかかわらず、発電契約者の求めに応じ、当社は、当該損害について、再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第８号トに定める額を限度として、補償するものといたします。 なお、当社は、同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について、賠償の責めを負いません。	9　損害賠償の免責についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］ 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で、39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し、または中止したことにより、発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは、49（損害賠償の免責）（１）にかかわらず、発電契約者の求めに応じ、当社は、当該損害について、再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第８号トに定める額を限度として、補償するものといたします。 なお、当社は、同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について、賠償の責めを負いません。
10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 （２）　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置 ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け、かつ、イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は、附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）（２）ロ~~もしくは~~イ（ロ）~~または~~ロ（ロ）にかかわらず、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）、揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。	10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 （２）　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置 ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け、かつ、イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は、附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）（２）ロ~~または~~イ（ロ）~~もしくは~~ロ（ロ）にかかわらず、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）、揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。
12　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合で、連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が 2023 年１月 31 日までに受領し、当該受電側接続検討を当社が 2023 年３月 31 日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、~~25~~（給電指令時補給電力）（２）ニ、~~30~~（電力および電力量の算定）(18)ロおよび（19）ロにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。	12　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 39（給電指令の実施等）（２）への場合で、連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が 2023 年１月 31 日までに受領し、当該受電側接続検討を当社が 2023 年３月 31 日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、26（給電指令時補給電力）（２）ニ、31（電力および電力量の算定）(18)ロおよび（19）ロにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
13　バランシンググループの設定に係る特別措置 （２）　契約の要件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で、需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは、８（契約の要件）（~~3~~）イにかかわらず、次のいずれにも該当すること。 （３）　供給および契約の単位 イ　接続供給の場合、契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について、この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。	13　バランシンググループの設定に係る特別措置 （２）　契約の要件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で、需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは、８（契約の要件）（4）イにかかわらず、次のいずれにも該当すること。 （３）　供給および契約の単位 イ　接続供給の場合、契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について、この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

旧	新
ロ　発電量調整供給の場合、発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について、この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　発電量調整供給の場合、発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について、この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　需要抑制量調整供給の場合、需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について、この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお、需要抑制契約者は、需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（~~30~~〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。	ハ　需要抑制量調整供給の場合、需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について、この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお、需要抑制契約者は、需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。
（４）　料金	（４）　料金
イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて、発電量調整受電計画差対応電力の算定上、22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。	イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて、発電量調整受電計画差対応電力の算定上、23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。
（イ）　適用 発電バランシンググループにおいて、38(給電指令の実施等)（５）~~または~~（６）~~もしくは~~配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	（イ）　適用 発電バランシンググループにおいて、39(給電指令の実施等)（５）もしくは（６）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて、接続対象計画差対応電力の算定上、23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。	ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて、接続対象計画差対応電力の算定上、24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。
（イ）　適用 38(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	（イ）　適用 39(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて、需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上、24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。	ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて、需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上、25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。
ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて、給電指令時補給電力の算定上、25（給電指令時補給電力）にかかわらず、次のとおりといたします。	ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて、給電指令時補給電力の算定上、26（給電指令時補給電力）にかかわらず、次のとおりといたします。
（イ）　契約者に係る給電指令時補給電力料金	（イ）　契約者に係る給電指令時補給電力料金
ａ　適用範囲 38（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。	ａ　適用範囲 39（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

旧	新
（ロ） 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 ａ 適用範囲 ~~38~~（給電指令の実施等）（５）~~または~~（６）~~もしくは~~は配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ｂ 給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ｃ 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、（５）チにより30分ごとに算定された値といたします。 ｄ 給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、~~38~~（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。また、当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等~~もしくは~~ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。 （５） 電力および電力量の算定 イ 発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は、~~30~~（電力および電力量の算定）（３）にかかわらず、ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。 ロ 発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は、~~30~~（電力および電力量の算定）（４）ロにかかわらず、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。 ハ 接続対象計画電力 接続対象計画電力は、~~30~~（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず、ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。 ニ 接続対象計画電力量	（ロ） 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 ａ 適用範囲 39（給電指令の実施等）（５）もしくは（６）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ｂ 給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ｃ 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、（５）チにより30分ごとに算定された値といたします。 ｄ 給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、39（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。また、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。 （５） 電力および電力量の算定 イ 発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は、31（電力および電力量の算定）（３）にかかわらず、ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。 ロ 発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は、31（電力および電力量の算定）（４）ロにかかわらず、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。 ハ 接続対象計画電力 接続対象計画電力は、31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず、ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。 ニ 接続対象計画電力量

旧	新
接続対象計画電力量は、~~30~~（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。	接続対象計画電力量は、31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力	ホ　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電計画電力は、~~30~~（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず、への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電計画電力は、31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず、への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。
ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量	ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量
需要抑制量調整受電計画電力量は、~~30~~（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず、当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン） に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。	需要抑制量調整受電計画電力量は、31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず、当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン） に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。
ト　ベースライン	ト　ベースライン
ベースラインは、~~30~~（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず、需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また、配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は、１接続送電サービス等ごとといたします。）に、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	ベースラインは、31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず、需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また、配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は、１接続送電サービス等ごとといたします。）に、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量
発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~30~~（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず、次の(イ)、(ロ)および(ハ)によって算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力量は、31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず、次の(イ)、(ロ)および(ハ)によって算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。
(イ)　30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	(イ)　30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(ロ)　次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値と	(ロ)　次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値と

旧	新
いたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ａ　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 ｂ　~~38~~（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。 ｃ　~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 ｄ　~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 （ハ）　次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次により算定された値といたします。 ａ　当社または配電事業者が~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	いたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ａ　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 ｂ　39（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。 ｃ　39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 ｄ　39（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 （ハ）　次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次により算定された値といたします。 ａ　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

旧	新
b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して、~~38~~（給電指令の実施等）（2）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（2）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合	b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して、39（給電指令の実施等）（2）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（2）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合
（a）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（2）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（2）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、~~38~~（給電指令の実施等）（2）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	（a）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（2）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）（2）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（2）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
（b）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（2）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（2）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~38~~（給電指令の実施等）（2）への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、~~38~~（給電指令の実施等）（2）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）（2）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	（b）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（2）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（2）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（2）への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（2）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（2）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり、かつ、当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して、~~38~~（給電指令の実施等）（2）への場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（2）トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合	c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり、かつ、当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して、39（給電指令の実施等）（2）への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（2）トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合
（a）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（2）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（2）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、~~38~~（給電指令の実施等）（2）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	（a）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（2）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）（2）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（2）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
（b）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（2）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合	（b）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（2）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

旧	新
~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 ｄ　当社または配電事業者が~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 ｅ　当社または配電事業者が~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補	39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 ｄ　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 ｅ　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等、39（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補

旧	新
給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り、かつ、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 （ｃ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－~~38~~（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り、かつ、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 （ｃ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－39（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、~~30~~（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず、30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず、30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して

旧	新
出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき、~~38~~（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは~~38~~（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、チによるものといたします。	出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合、39（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき、39（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、チによるものといたします。
発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は、~~30~~（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、~~30~~（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は、31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、31（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。
接続対象計画差対応補給電力量 ＝接続対象電力量－接続対象計画電力量	接続対象計画差対応補給電力量 ＝接続対象電力量－接続対象計画電力量
ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は、~~30~~（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、~~30~~（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。	ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、31（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。
接続対象計画差対応余剰電力量	接続対象計画差対応余剰電力量

旧	新
＝接続対象計画電力量－接続対象電力量	＝接続対象計画電力量－接続対象電力量
ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、~~30~~（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。	ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として~~30~~（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し、かつ、配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は、次のとおりといたします。	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し、かつ、配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は、次のとおりといたします。
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋｛接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$｝ －ベースライン	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋｛接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$｝ －ベースライン
ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は、~~30~~（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、~~30~~（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。	ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

旧	新
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量
（７） 解約等 当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには、54（解約等）(１)ハ(イ)、(ロ)、(ハ)または(ニ)にかかわらず、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 イ 託送供給の場合は、８（契約の要件）（１）を、発電量調整供給の場合は、８（契約の要件）（２）を、需要抑制量調整供給の場合は、８（契約の要件）（~~３~~）ロ、ハ、ニもしくはホまたは（２）を欠くに至った場合 ロ 接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ハ 発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ニ 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	（７） 解約等 当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには、55（解約等）(１)ハ(イ)、(ロ)、(ハ)または(ニ)にかかわらず、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 イ 託送供給の場合は、８（契約の要件）（１）を、発電量調整供給の場合は、８（契約の要件）（２）を、需要抑制量調整供給の場合は、８（契約の要件）（4）ロ、ハ、ニもしくはホまたは（２）を欠くに至った場合 ロ 接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ハ 発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ニ 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
（９） ~~発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等~~についての特別措置 イ 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、(４)イ(ロ)ａ(ｃ)、(４)ロ(ロ)ａ(ｃ)、(４)ハ(ロ)ａ(ｃ)または(４)ニ(イ)ｄもしくは(４)ニ(ロ)ｄにかかわらず、次のとおりといたします。 １キロワット時につき ~~41円25銭~~ ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。 ロ 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、(４)イ(ロ)ｂ(ｃ)、(４)ロ(ロ)ｂ(ｃ)または(４)ハ(ロ)~~ａ~~(ｃ)にかかわらず、次のとおりといたします。 １キロワット時につき 19円27銭	（９） 離島ついての特別措置 イ 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、(４)イ(ロ)ａ(ｃ)、(４)ロ(ロ)ａ(ｃ)、(４)ハ(ロ)ａ(ｃ)または(４)ニ(イ)ｄもしくは(４)ニ(ロ)ｄにかかわらず、次のとおりといたします。 １キロワット時につき 42円09銭 ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。 ロ 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、(４)イ(ロ)ｂ(ｃ)、(４)ロ(ロ)ｂ(ｃ)または(４)ハ(ロ)ｂ(ｃ)にかかわらず、次のとおりといたします。 １キロワット時につき 19円27銭
（10） 給電指令時補給電力料金に係る特別措置 38（給電指令の実施等）（２）への場合で、みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、(４)ニ(ロ)ｄ、(５)チおよび(５)リにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。	（10） 給電指令時補給電力料金に係る特別措置 39（給電指令の実施等）（２）への場合で、みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、(４)ニ(ロ)ｄ、(５)チおよび(５)リにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

旧	新
(11)　その他の事項については、この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	(11)　その他の事項については、この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
~~14　近接性評価割引額の算定についての特別措置~~ ~~(1)　契約者が、配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し、および運用する発電契約者から、当該発電設備等に係る電気を受電し、接続供給を利用する場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）の近接性評価割引額の算定上、次のとおりといたします。~~ ~~イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。~~ ~~ロ　契約者が、附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は、附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし、当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には、配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。~~ ~~ハ　契約者が、配電事業者の約款に定める発電契約者（附則13〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は、配電事業者の約款に定めるところによります。~~ ~~(2)　契約者が、附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ロ)および(ハ)の接続対象計画電力量は、附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ハ)の接続対象電力量には、配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。~~	（削除）
~~15~~　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 （１）　当社は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、~~38~~（給電指令の実施等）（~~10~~）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から、30 分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 13 条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 （２）　当社は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、~~38~~（給電指令の実施等）（~~10~~）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不	14　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 （１）　当社は、39（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、39（給電指令の実施等）（11）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から、30 分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 13 条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 （２）　当社は、39（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、39（給電指令の実施等）（11）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不

旧	新
足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。 （３） 当社は、~~38~~（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、~~38~~（給電指令の実施等）（~~10~~）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。 （３） 当社は、39（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、39（給電指令の実施等）（11）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
（追加）	15　系統連系受電サービス等についての特別措置 （１） 発電場所が、次のいずれかに該当する場合、系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は、22（系統連系受電サービス）（２）ロおよびハならびに41（契約超過金）（２）ロおよびハに準じて定めます。 なお、系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上、次に定める比を、22（系統連系受電サービス）（２）ロおよび41（契約超過金）（２）ロに定める契約受電電力の比とみなします。 また、発電場所がイ(ハ)に該当する場合、22（系統連系受電サービス）（３）イの基本料金および22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上、まったく発電または放電しない場合とは、１月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。 イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 （イ） 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 （ロ） 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 （ハ） 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され、かつ、当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で、接続された電気を当社が無償で受電しているとき。 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

旧	新
	ロ　イ(イ)、(ロ)または(ハ)に該当する場合で、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。 当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。） なお、認定バイオマス比率は、発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。 また、認定バイオマス比率を変更する場合は、すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし、認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（８）イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として、発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 （２）（１）の場合で、特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず、当該契約を解約したときは、受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、系統連系受電契約は消滅するものとし、また、すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。 なお、この場合には、当社は、その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。 また、発電契約者と同一の者である発電者の場合は、当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。 （３）　発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は、太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし、パワーコンディショナーを複数台設置している場合は、各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また、複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は、当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が 10 キロワット未満（発電場所が、（１）イ(ハ)またはロ〔（１）イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は、当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が 10 キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。 イ　低圧で受電する場合で、その１月の受電地点で計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が 10 未満のとき、または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で、その１月の受電地点で記録型計量器により計量された 30 分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が 10 キロワット未満のとき。 22（系統連系受電サービス）（３）に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）（２）に定める契約超過金は申し受けません。 ロ　低圧で受電する場合で、その１月の受電地点で計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が 10 以上のとき、または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で、その１月の受電地点で記録型計量器により計量された 30 分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が 10 キロワット以上のとき。 （イ）　22（系統連系受電サービス）（２）イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上、10 キロワットを同時最大受電電力とみなします。 （ロ）　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設

旧	新
	備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が 10 キロワット未満の場合は、次のとおりといたします。 ａ　41（契約超過金）（２）イ(イ)またはロ(イ)における契約超過受電電力の算定上、10キロワットを同時最大受電電力とみなします。 ｂ　41（契約超過金）（２）イ(ロ)またはロ(ロ)における契約超過受電電力の算定上、10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。 （４）　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において、イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。 イ　適用範囲 原則として、2024 年３月 31 日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け、または、再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。 ロ　系統連系受電サービス料金等 22（系統連系受電サービス）（３）に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）（２）に定める契約超過金は申し受けません。 なお、発電場所において、イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は、(イ)、(ロ)または(ハ)により、イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力、系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め、系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。 （イ）　系統連系受電課金対象電力 ａ　イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から、発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。 なお、あん分に必要となる発電出力は、契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。 ｂ　イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から、発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。 なお、認定バイオマス比率は、発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 また、認定バイオマス比率を変更する場合は、すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし、認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（８）イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマ

旧	新
	ス比率等を基準として、契約者、発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 （ロ）　発電量調整受電電力量 ａ　イの発電設備が、契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について、30（計量）（１）ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（７）ハもしくは（８）イに準じて算定いたします。 ｂ　イの発電設備が、再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について、30（計量）（１）ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（７）ハに準じて算定いたします。ただし、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は、発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき、算定いたします。 なお、バイオマス比率は、算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。 （ハ）　契約超過受電電力 ａ　イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 （ａ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は、その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 （ｂ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は、その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。 ｂ　イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 （ａ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は、その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。 （ｂ）　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は、その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。 （５）　揚水発電設備等が設置された受電地点において、揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合、当該発電量調整供給に係る電気の電力量については、22（系統連系受電サービス）

旧	新
	（３）ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし、発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は、次のとおりといたします。 イ　発電設備が（４）イに定める適用範囲に該当する場合 22（系統連系受電サービス）（３）に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）（２）に定める契約超過金を申し受けません。 ロ　発電設備が（４）イに定める適用範囲に該当しない場合 発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し、22（系統連系受電サービス）（３）ロに定める電力量料金を申し受けます。 （６）　発電設備等に係る供給地点において最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は、次のとおりといたします。 イ　18（料金）（３）ロにおいて、当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。 ロ　22（系統連系受電サービス）（２）における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）（２）における契約超過受電電力の算定上、次のとおりといたします。 （イ）　当社との電気の需給契約において、定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。 （ロ）　当社との電気の需給契約において、公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合、公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。 （ハ）　当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし、当社との電気の需給契約における契約容量を接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量とみなし、当社との電気の需給契約における臨時電灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。 ハ　39（給電指令の実施等）（７）において、当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。 ニ　53（契約の廃止）（４）または55（解約等）（５）において、当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。 （７）　2024年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で、イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は、別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間、ロまたはハといたします。 イ　近接性評価地域 次の地域を近接性評価地域といたします。 <table><tr><th>県</th><th>対象となる市町村</th></tr><tr><td>鳥取県</td><td>米子市、境港市、西伯郡日吉津村</td></tr><tr><td>島根県</td><td>出雲市</td></tr><tr><td>岡山県</td><td>岡山市、玉野市、笠岡市、総社市、瀬戸内市、浅口市、都窪郡早島町、浅口郡里庄町、勝田郡勝央町</td></tr></table>

旧	新
	<table><tr><td>広島県</td><td>広島市、呉市、三原市、尾道市、福山市、東広島市、安芸郡府中町、安芸郡海田町、安芸郡熊野町、安芸郡坂町、豊田郡大崎上島町</td></tr><tr><td>山口県</td><td>防府市、下松市、光市、周南市、熊毛郡平生町</td></tr><tr><td>香川県</td><td>香川郡直島町</td></tr></table> ロ　受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価 22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が、22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ロ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は、22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ロ)にかかわらず、22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ロ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。 ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価 22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が、22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ロ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は、22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ロ)にかかわらず、22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ロ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。
（追加）	16　2025年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置 この約款実施の日から2025年３月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については、39（給電指令の実施等）（９）または(10)にかかわらず、次のとおりといたします。 （１）　当社は、39（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハ、トまたは(３)によって、需要者の電気の使用を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合は、その部分については割引いたしません。 イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。 （イ）　割引の対象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし、その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし、33（料金の算定）（１）イ、ロ、ニ、ホまたはへの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 （ロ）　割引率 １月中の制限し、または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 （ハ）　制限または中止延べ日数の計算

旧	新
	延べ日数は、１日のうち延べ１時間以上制限し、または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 （イ）　割引の対象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし、33（料金の算定）（１)イ、ロ、ニ、ホまたはへの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 （ロ）　割引率 １月中の制限し、または中止した延べ時間数１時間ごとに 0.2 パーセントといたします。 （ハ）　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は、１回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし、１時間未満の端数を生じた場合は、30 分以上は切り上げ、30 分未満は切り捨てます。 なお、制限時間については、次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算式） ａ　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ H’＝　修正時間 Ｈ　＝　制限時間 Ｄ　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 ｄ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 ｂ　接続供給電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A-B}{A}$ H’＝　修正時間 Ｈ　＝　制限時間 Ａ　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量 Ｂ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については、ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。 （２）（１)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には、電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は、１月につき１日を限って計算に入れません。 なお、契約者と当社との協議が整った場合は、需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。 （３）　予備送電サービスの使用を制限し、または中止した場合には、（１)および(２)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

<table>
<tr><th>旧</th><th>新</th></tr>
<tr><td>（追加）</td><td>17　料金についての切替措置
　2024年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては、当社は、33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない、料金を算定いたします。
　なお、接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は、料金の算定期間における2024年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。</td></tr>
<tr><td>別表

~~２　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定~~
~~（１）近接性評価地域~~
~~次の地域を近接性評価地域といたします。~~
<table><tr><th>~~県~~</th><th>~~市町村~~</th></tr><tr><td>~~鳥取県~~</td><td>~~米子市、境港市、西伯郡日吉津村~~</td></tr><tr><td>~~島根県~~</td><td>~~出雲市~~</td></tr><tr><td>~~岡山県~~</td><td>~~岡山市、玉野市、笠岡市、総社市、瀬戸内市、浅口市、都窪郡早島町、浅口郡里庄町、勝田郡勝央町~~</td></tr><tr><td>~~広島県~~</td><td>~~広島市、呉市、三原市、尾道市、福山市、東広島市、安芸郡府中町、安芸郡海田町、安芸郡熊野町、安芸郡坂町、豊田郡大崎上島町~~</td></tr><tr><td>~~山口県~~</td><td>~~防府市、下松市、光市、周南市、熊毛郡平生町~~</td></tr><tr><td>~~香川県~~</td><td>~~香川郡直島町~~</td></tr></table>
~~なお、2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で、次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し、かつ、受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所については、当分の間、近接性評価地域に含めるものといたします。~~

<table><tr><th>~~県~~</th><th>~~市町村~~</th></tr><tr><td>~~岡山県~~</td><td>~~倉敷市、津山市、井原市、高梁市、新見市、備前市、赤磐市、真庭市、美作市、和気郡和気町、小田郡矢掛町、真庭郡新庄村、苫田郡鏡野町、勝田郡奈義町、英田郡西粟倉村、久米郡久米南町、久米郡美咲町、加賀郡吉備中央町~~</td></tr><tr><td>~~広島県~~</td><td>~~竹原市、府中市、三次市、庄原市、安芸高田市、江田島市、山県郡安芸太田町、山県郡北広島町、世羅郡世羅町、神石郡神石高原町~~</td></tr><tr><td>~~兵庫県~~</td><td>~~赤穂市の一部（当社供給区域）~~</td></tr></table></td><td>別表

（削除）</td></tr>
</table>

旧	新

香川県	小豆郡土庄町、小豆郡小豆島町
愛媛県	今治市の一部（当社供給区域）、越智郡上島町

また、近接性評価地域および近接性評価割引単価については、原則として、国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

（2）近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は、受電電圧に応じて、次のとおりといたします。

1キロワット時につき	受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合	53銭
	受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ100,000ボルト以下の場合	48銭
	受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合	24銭

ただし、2016年3月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で、旧近接性評価地域に立地し、かつ、受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は、受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

ロ　近接性評価割引電力量

（イ）近接性評価割引電力量は、次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし、近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

ａ　発電バランシンググループごとの電力量は、30分ごとに次の算式により算定いたします。

当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量 ＝ 当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値 ／ 当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値

ｂ　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が、当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合、当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上、その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は、次の算式により算定された値といたします。

当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引 ＝ 当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量

<table>
<tr><th>旧</th><th>新</th></tr>
<tr><td>~~単価の区分ごとの電力量の実績値　当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量~~

~~(ロ)　契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合、その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は、(イ)にかかわらず、次の算式により算定された値といたします。~~
~~(イ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象計画電力量 ／ 契約者が調達する電力量~~

~~(ハ)　接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は、その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は、(イ)および(ロ)にかかわらず、次の算式により算定された値といたします。~~
~~(イ)および(ロ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象電力量 ／ 接続対象計画電力量~~
~~ハ　近接性評価割引額~~
~~近接性評価割引額は、近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のその1月（毎月1日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。~~</td><td></td></tr>
<tr><td>（追加）</td><td>2　系統設備効率化割引の対象変電所等
（1）　系統設備効率化割引の対象変電所等
次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。
<table><tr><th>割引区分</th><th>割引対象変電所等</th></tr><tr><td>Ａ－１</td><td>新岡山変電所、笠岡変電所、東岡山変電所（500kVと110kVを連系する設備）、東岡山変電所（500kVと220kVを連系する設備）、岡山変電所、広島中央変電所</td></tr><tr><td>Ａ－２</td><td>智頭変電所、新鳥取変電所、俣野川開閉所、日野変電所、北松江変電所、松江変電所、新倉敷変電所、井原開閉所、北尾道変電所</td></tr><tr><td>Ａ－３</td><td>新広島変電所、広島変電所、黒瀬変電所</td></tr><tr><td>Ｂ－１</td><td>白島変電所、中広島変電所、白神変電所、国泰寺変電所、千田町変電所、三川変電所、鶴見変電所</td></tr><tr><td>Ｂ－２</td><td>吉成変電所、田島変電所、片原変電所、湖山変電所、大内変電所、米子変電所、車尾変電所、皆生変電所、湊山変電所、法吉変電所、菅田変電所、津田変電所、寺町変電所、出雲変電所、木次変電所、日登変電所、川跡変電所、大社変電所、矢上変電所、浜田変電所、益田変電所、日原変電所、川本変電所、総社変電所、酒津変電所、宮前変電所、堀南変電所、船倉変電所、水島変電所、中畝変電所、児島変電所、今変電所、当新田変電所、古松変電所、内山下変電所、田町変電所、錦町変電所、津倉変電所、島田変電所、国体町変電所、原尾島変電所、長利変電所、大元変電所、七日市変電所、</td></tr></table></td></tr>
</table>

旧	新
	広瀬変電所、玉野変電所、大原変電所、大野変電所、晴海変電所、大竹変電所、石内変電所、宮内変電所、阿品台変電所、八幡変電所、隅の浜変電所、可部変電所、可部南変電所、安変電所、祇園変電所、古市橋変電所、矢口変電所、川内変電所、海田変電所、坂変電所、大州変電所、段原変電所、瀬野川変電所、東海田変電所、東広島変電所、光町変電所、三篠変電所、大芝変電所、西広島変電所、井口変電所、五日市南変電所、五日市変電所、舟入変電所、小網変電所、吉島変電所、己斐変電所、西条変電所、呉変電所、宮原変電所、公園通変電所、上平原変電所、南広島変電所、南宇品変電所、向洋変電所、仁保変電所、仁方変電所、和庄変電所、吉浦変電所、大崎変電所、東尾道変電所、高須変電所、尾道変電所、東三原変電所、山波変電所、栗原変電所、新涯変電所、福山変電所、蔵王変電所、東町変電所、西町変電所、松浜変電所、本庄変電所、大和変電所、大坪変電所、山の田変電所、唐戸変電所、長府変電所、相生変電所、萩変電所、須佐変電所、新大内変電所、徳山変電所、三田尻変電所、権現変電所、川崎変電所、南岩国変電所、麻里布変電所、岩国変電所、愛宕変電所

なお、系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については、原則として 2028 年４月１日に見直しを行なうものとし、当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

（２） 系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ （１）の割引区分は、10（契約の成立および契約期間）（１）により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお、連系変電所等については、原則として 2028 年４月１日に見直しを行なうものとし、当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

また、2024 年３月 31 日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については、原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し、発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ （１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても、（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ （１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても、（１）の割引区分は、イにより適用するものといたします。ただし、適用される 22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ 2024 年４月１日以降、受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について、発電量調整供給の開始または変更以降、（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は、その次の（１）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り、次のとおりといたします。ただし、適用される 22（系統連系受電サービス）（３）ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－１	Ａ－１、Ａ－２、Ａ－３または割引対象外	Ａ－１
Ａ－２	Ａ－１	Ａ－１

<table>
<tr><th>旧</th><th>新</th></tr>
<tr><td></td><td>
<table>
<tr><td></td><td>Ａ－２、Ａ－３または割引対象外</td><td>Ａ－２</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Ａ－３</td><td>Ａ－１</td><td>Ａ－１</td></tr>
<tr><td>Ａ－２</td><td>Ａ－２</td></tr>
<tr><td>Ａ－３または割引対象外</td><td>Ａ－３</td></tr>
<tr><td>Ｂ－１</td><td>Ｂ－１、Ｂ－２または割引対象外</td><td>Ｂ－１</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Ｂ－２</td><td>Ｂ－１</td><td>Ｂ－１</td></tr>
<tr><td>Ｂ－２または割引対象外</td><td>Ｂ－２</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>6　平均力率の算定

（２） 有効電力量および無効電力量の計量については、~~29~~（計量）に準ずるものといたします。ただし、有効電力量または無効電力量は、~~29~~（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、有効電力量または無効電力量は、計量された有効電力量または無効電力量を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。</td><td>6　平均力率の算定

（２） 有効電力量および無効電力量の計量については、30（計量）に準ずるものといたします。ただし、有効電力量または無効電力量は、30（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、有効電力量または無効電力量は、計量された有効電力量または無効電力量を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。</td></tr>
<tr><td>8　発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

（３） 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、次の(イ)または(ロ)に該当する場合は、次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合、みなし需要抑制計画が負となるときの ~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イ(ロ)および(ハ)の需要抑制量調整受電計画電力量は、当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。</td><td>8　発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

（３） 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、次の(イ)または(ロ)に該当する場合は、次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合、みなし需要抑制計画が負となるときの 31（電力および電力量の算定）(14)イ(ロ)および(ハ)の需要抑制量調整受電計画電力量は、当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。</td></tr>
<tr><td>9　電力量の協定
電力量を協議によって定める場合の基準は、原則として次によります。
（１） 定額制供給の場合の接続供給電力量
イ　接続供給電力量の算定式
その１月の接続供給電力量は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし、~~32~~（料金の算定）（１）イ、ロ、~~ハ~~または~~ニ~~の場合は、接続送電サービスまたは臨時接続送電</td><td>9　電力量の協定
電力量を協議によって定める場合の基準は、原則として次によります。
（１） 定額制供給の場合の接続供給電力量
イ　接続供給電力量の算定式
その１月の接続供給電力量は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし、33（料金の算定）（１）イ、ロ、ニまたはホの場合は、接続送電サービスまたは臨時接続送電</td></tr>
</table>

旧	新
サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し、協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。 （２） 従量制供給の場合の接続供給電力量 ニ 参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお、この場合の計量器の取付けは、~~62~~（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。	サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し、協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。 （２） 従量制供給の場合の接続供給電力量 ニ 参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお、この場合の計量器の取付けは、63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。
10 需要計画・調達計画・販売計画 需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。	10 需要計画・調達計画・販売計画 需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画（第１年度、第２年度）</td><td>月間計画（翌月、翌々月）</td><td>週間計画（翌週、翌々週）</td><td>翌日計画</td><td colspan="2">当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td colspan="2">30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する日時刻ごとの接続対象電力</td><td colspan="3">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する日時刻ごとの接続対象電力に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="3">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="2">供給力未調達分の計画値（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="4">―</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは、４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）~~週間~~計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画（第１年度、第２年度）</td><td>月間計画（翌月、翌々月）</td><td>週間計画（翌週、翌々週）</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日午前10時</td><td>毎日午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する日時刻ごとの接続対象電力</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻ごとの接続対象電力に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="2">供給力未調達分の計画値（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="4">―</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは、４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）翌々日計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

旧

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間		年間計画（第1年度、第2年度）	月間計画（翌月、翌々月）	週間計画（翌週、翌々週）	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年10月31日	毎月1日	毎週水曜日午前10時	毎日午前12時	原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前
通知の内容	発電計画	各月の平日および休日の発電電力量調整受電電力のおよび最大値および最小値	各週の平日および休日の発電電力量調整受電電力のおよび最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する日時刻ごとの発電量調整受電電力	30分ごとの発電量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の発電電力量調整受電電力のおよび最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者との調整ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の発電電力量調整受電電力のおよび最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者との調整ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する日時刻ごとの発電量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者との調整ごとの調達分および販売分の計画値	30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
	発電設備等の停止計画	作業の開始日時、作業の終了日時、停止内容、その他必要な項目		—	—	
		—	—	計画外作業		
				計画作業の変更分		

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは、４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は、発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注４）計画外作業および計画作業の変更分については、発生の~~都度~~、すみやかに提出していただきます。

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注６）~~週間~~計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間	年間計画（第1年度、第2年度）	月間計画（翌月、翌々月）	週間計画（翌週、翌々週）	翌日計画	当日計画

新

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間		年間計画（第1年度、第2年度）	月間計画（翌月、翌々月）	週間計画（翌週、翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年10月31日	毎月1日	毎週水曜日午前10時	毎日午前10時	毎日午前12時	原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前
通知の内容	発電計画	各月の平日および休日の発電電力量調整受電電力のおよび最大値および最小値	各週の平日および休日の発電電力量調整受電電力のおよび最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する日時刻ごとの発電量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力	30分ごとの発電量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の発電電力量調整受電電力のおよび最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者との調整ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の発電電力量調整受電電力のおよび最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者との調整ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する日時刻ごとの発電量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
	発電設備等の停止計画	作業の開始日時、作業の終了日時、停止内容、その他必要な項目		—	—	—	
		—	—		計画外作業		
					計画作業の変更分		

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは、４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は、発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注４）計画外作業および計画作業の変更分については、発生の~~つど~~、すみやかに提出していただきます。

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注６）翌々日計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間	年間計画（第1年度、第2年度）	月間計画（翌月、翌々月）	週間計画（翌週、翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画

旧

通知の期限		毎年10月31日	毎月1日	毎週水曜日午前10時	毎日午前12時	30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する日時刻ごとの需要抑制量調整受電電力	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する日時刻ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	—	30分ごとの値

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは、当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは、４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）~~週間~~計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

別冊Ⅰ　系統連系技術要件（低圧）

Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件

2　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

（１）　連続運転可能周波数：58.2Hz をこえ 61.0Hz 以下

（２）　運転可能周波数：57.0Hz 以上 61.8Hz 以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hz では10 分程度以上、57.6Hz では1 分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0Hz、それ以外は58.2Hz とし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます（協調が取れる範囲の最大値：２秒）。

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については、これによりませ

新

通知の期限		毎年10月31日	毎月1日	毎週水曜日午前10時	毎日午前10時	毎日午前12時	30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する日時刻ごとの需要抑制量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する日時刻ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	二	—	30分ごとの値

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは、当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは、４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）翌々日計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

別冊Ⅰ　系統連系技術要件（低圧）

Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件

2　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

（１）　連続運転可能周波数：58.2Hz をこえ 61.0Hz 以下

（２）　運転可能周波数：57.0Hz 以上 61.8Hz 以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hz では10 分程度以上、57.6Hz では1 分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0Hz、それ以外は58.2Hz とし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます（協調が取れる範囲の最大値：２秒）。

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については、これによりませ

旧	新
ん。 ~~なお、交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。~~	ん。
17　発電設備等の種類 ~~連系する発電設備等は、逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし、逆変換装置を用いない発電設備等の連系は、逆潮流がない場合に限ります。~~	17　発電設備等の種類 逆潮流有りの連系とすることができる発電設備等は、逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし、逆変換装置を用いない場合でも、逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出及び解列ができ、他の需要家へ影響を及ぼすおそれが無い場合に限り、逆潮流有りの連系とすることができます。
18　サイバーセキュリティ対策 サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。	18　サイバーセキュリティ対策 自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。
別冊Ⅱ　系統連系技術要件（高圧） Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件 ２　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。 （１）　連続運転可能周波数：58.2Hz をこえ 61.0Hz 以下 （２）　運転可能周波数：57.0Hz 以上61.8Hz 以下 なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hz では10 分程度以上、57.6Hz では1 分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、ＦＲＴ要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0Hz、それ以外は58.2Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます（協調が取れる範囲の最大値：２秒）。 ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については、これによりません。 ~~なお、交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。~~	別冊Ⅱ　系統連系技術要件（高圧） Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件 ２　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。 （１）　連続運転可能周波数：58.2Hz をこえ 61.0Hz 以下 （２）　運転可能周波数：57.0Hz 以上61.8Hz 以下 なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hz では10 分程度以上、57.6Hz では1 分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、ＦＲＴ要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0Hz、それ以外は58.2Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます（協調が取れる範囲の最大値：２秒）。 ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については、これによりません。
23　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法にもとづき、電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。	23　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法にもとづき、電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

旧	新
Ⅲ　需要者の電気設備の連系に必要な技術要件 （追加）	Ⅲ　需要者の電気設備の連系に必要な技術要件 4　電圧変動対策 受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施していただきます。
~~4~~　力率の保持 （1） 供給地点ごとの力率は、原則として 85%以上に保持していただきます。 なお、軽負荷時には電圧上昇を防止するために系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。 負荷変動により進み力率となる場合は、適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。 （2） 当社は、技術上必要がある場合には、進相用コンデンサの開閉をお願いすることがあります。	5　力率の保持 （1） 供給地点ごとの力率は、原則として 85%以上に保持していただきます。 なお、軽負荷時には電圧上昇を防止するために系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。 負荷変動により進み力率となる場合は、適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。 （2） 当社は、技術上必要がある場合には、進相用コンデンサの開閉をお願いすることがあります。
~~5~~　保護協調の目的 需要場所内の事故に対しては、この影響を連系された系統へ波及させないために、事故箇所を当該系統からすみやかに切り離していただきます。	6　保護協調の目的 需要場所内の事故に対しては、この影響を連系された系統へ波及させないために、事故箇所を当該系統からすみやかに切り離していただきます。
~~6~~　保護装置の設置 （1） 需要場所内の短絡事故時の保護のため、過電流リレーを設置していただきます。ただし、過電流遮断装置として高圧限流ヒューズ（屋外に施設される場合で高圧非限流ヒューズを用いるものを含みます。）を用いる場合においては、この限りではありません。 （2） 需要場所内の地絡事故時の保護のため、地絡過電流リレーを設置していただきます。ただし、当該リレーが有効に機能しない場合には、地絡方向リレーを設置していただきます。 （3） 需要者の保護装置は、当社の保護装置と協調を図っていただきます。	7　保護装置の設置 （1） 需要場所内の短絡事故時の保護のため、過電流リレーを設置していただきます。ただし、過電流遮断装置として高圧限流ヒューズ（屋外に施設される場合で高圧非限流ヒューズを用いるものを含みます。）を用いる場合においては、この限りではありません。 （2） 需要場所内の地絡事故時の保護のため、地絡過電流リレーを設置していただきます。ただし、当該リレーが有効に機能しない場合には、地絡方向リレーを設置していただきます。 （3） 需要者の保護装置は、当社の保護装置と協調を図っていただきます。
~~7~~　保護装置の設置場所 保護リレーは、供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	8　保護装置の設置場所 保護リレーは、供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~8~~　遮断箇所 遮断箇所は、系統から需要場所の需要設備を遮断することができ、かつ、事故を除去できる箇所としていただきます。	9　遮断箇所 遮断箇所は、系統から需要場所の需要設備を遮断することができ、かつ、事故を除去できる箇所としていただきます。
~~9~~　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 （1） 地絡過電流リレーおよび地絡方向リレーは零相回路設置としていただきます。 （2） 過電流リレーは２相設置としていただきます。	10　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 （1） 地絡過電流リレーおよび地絡方向リレーは零相回路設置としていただきます。 （2） 過電流リレーは２相設置としていただきます。

旧	新
~~10~~　提供情報 当社に系統運用上必要な情報を提供していただきます。	11　提供情報 当社に系統運用上必要な情報を提供していただきます。
	12　サイバーセキュリティ対策 自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。
別冊Ⅲ　系統連系技術要件（特別高圧） Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件 18　電圧変動 （３）　その他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、~~他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合には、その抑制対策を実施していただきます。~~	別冊Ⅲ　系統連系技術要件（特別高圧） Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件 18　電圧変動 （３）　その他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施していただきます。
25　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法にもとづき、電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 （１）　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。 （２）　発電設備等の制御に係るシステムに対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。 （３）　発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置すること。	25　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法にもとづき、電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 （１）　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。 （２）　発電設備等の制御に係るシステムに対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。 （３）　発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置すること。
Ⅲ　需要者の電気設備の連系に必要な技術要件 （追加）	Ⅲ　需要者の電気設備の連系に必要な技術要件 ８　電圧変動対策 受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施していただきます。
~~8~~　力率の保持 （１）　供給地点ごとの力率は、原則として 85%以上に保持していただきます。 なお、軽負荷時には電圧上昇を防止するために系統側から見て進み力率とならないようにしていただきます。負荷変動により進み力率となる場合は、適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。 （２）　当社は、技術上必要がある場合には、進相用コンデンサの開閉をお願いすることがあります。	９　力率の保持 （１）　供給地点ごとの力率は、原則として 85%以上に保持していただきます。 なお、軽負荷時には電圧上昇を防止するために系統側から見て進み力率とならないようにしていただきます。負荷変動により進み力率となる場合は、適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。 （２）　当社は、技術上必要がある場合には、進相用コンデンサの開閉をお願いすることがあります。

旧	新
~~9~~　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害対策の実施 　中性点の接地が必要な場合には、変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また、中性点接地装置の設置により、当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には、適切な対策を行なうため、個別に協議させていただきます。 （1）　110kV 以下の系統に連系する場合は、必要に応じて変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置していただきます。 （2）　220kV 以上の系統に連系する場合は、昇圧用変圧器の中性点を直接接地していただきます。	10　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害対策の実施 　中性点の接地が必要な場合には、変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また、中性点接地装置の設置により、当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には、適切な対策を行なうため、個別に協議させていただきます。 （1）　110kV 以下の系統に連系する場合は、必要に応じて変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置していただきます。 （2）　220kV 以上の系統に連系する場合は、昇圧用変圧器の中性点を直接接地していただきます。
~~10~~　連絡体制 （1）　需要者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等には、当社の制御所等と需要者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、需要者と当社制御所等との間には、保安通信用電話設備（自営の専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。 　ただし、保安通信用電話設備は、22kV の特別高圧電線路と連系する場合には、次のうちのいずれかを用いることができます。 イ　専用保安通信用電話設備 ロ　電気通信事業者の専用回線電話 ハ　次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話 （イ）　需要者側の交換機を介さず直接技術員との通信が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）であり、電気設備の保守監視場所に常時設置されているものであること。 （ロ）　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 （ハ）　停電時においても通話可能なものであること。 （2）　特別高圧電線路と連系する場合には、当社の制御所等と需要者との間に、必要に応じ、系統運用上等必要な情報を提供していただきます。 　提供情報は、下記を標準といたします。 ~~イ~~　供給地点の有効電力量 ~~　また、大規模な需要家の場合、この他に下記の情報を提供していただきます。~~ ~~ロ　供給地点の有効電力~~	11　連絡体制 （1）　需要者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等には、当社の制御所等と需要者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、需要者と当社制御所等との間には、保安通信用電話設備（自営の専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。 　ただし、保安通信用電話設備は、22kV の特別高圧電線路と連系する場合には、次のうちのいずれかを用いることができます。 イ　専用保安通信用電話設備 ロ　電気通信事業者の専用回線電話 ハ　次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話 （イ）　需要者側の交換機を介さず直接技術員との通信が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）であり、電気設備の保守監視場所に常時設置されているものであること。 （ロ）　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 （ハ）　停電時においても通話可能なものであること。 （2）　特別高圧電線路と連系する場合には、当社の制御所等と需要者との間に、必要に応じ、系統運用上等必要な情報を提供していただきます。 　提供情報は、下記を標準といたします。 ・　供給地点の有効電力量、有効電力
	12　サイバーセキュリティ対策 　自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

３　電気事業法施行規則第17条の４第１項の規定により提出した書類の写し

様式第 15 の 3（第 17 条の 4 関係）

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

企　事　第　4　号
2023 年 9 月 29 日

経 済 産 業 大 臣
　西 村　康 稔　殿

広島市中区小町 4 番 33 号
中国電力ネットワーク株式会社
代表取締役社長　長谷川　宏之

次のとおり収入の見通しの変更の承認を受けたいので、電気事業法第 17 条の 2 第 4 項の規定により申請します。

変　更　の　内　容	別紙のとおり
変　更　年　月　日	2024 年 4 月 1 日

別　紙

電気事業法施行規則第 17 条の 4 の規定に基づく添付書類

1　変更を必要とする理由

2　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

1　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

2022年度のインバランス収支過不足や最終保障供給取引損益など、審議会において事後調整することが妥当とされた項目のほか、容量市場拠出金の稀頻度リスク対応分の負担区分見直しや、ブラックスタート機能の約定結果など、期初（2022年12月23日承認）の時点では反映できなかった費用変動について、早期反映の観点から、規制期間中に収入の見通しの変更を行うこととしました。

つきましては、電気事業法第17条の2第4項の規定に基づき、ここに託送供給等に係る収入の見通しの変更を申請します。

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
	役員給与	122,192	122,190	122,188	122,186	122,186	610,942	122,188	
	給料手当	36,384,571	35,980,325	35,726,207	35,341,010	34,563,693	177,995,806	35,599,161	
	給料手当振替額（貸方）	▲ 1,034,795	▲ 1,028,844	▲ 1,020,571	▲ 1,001,881	▲ 972,248	▲ 5,058,339	▲ 1,011,668	▲表示で記載
	退職給与金 ※1	2,141,382	2,021,927	1,939,156	1,886,783	1,803,047	9,792,295	1,958,459	
	厚生費	6,630,692	6,561,884	6,519,435	6,456,405	6,330,816	32,499,232	6,499,846	
	委託検針費	3,154,728	60,450	－	－	－	3,215,178	643,036	
	委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	
	雑給	649,868	649,852	649,835	649,819	649,804	3,249,178	649,836	
	（人件費計）	48,048,638	44,367,784	43,936,250	43,454,322	42,497,298	222,304,292	44,460,858	
	修繕費 ※2	3,228,425	3,298,777	3,305,435	3,469,984	3,606,298	16,908,919	3,381,784	
	研究費	1,943,924	1,718,148	1,537,732	1,147,579	1,127,563	7,474,946	1,494,989	
	消耗品費	1,129,665	1,077,353	1,043,994	1,061,112	1,077,319	5,389,443	1,077,889	
	損害保険料	7,991	7,991	7,991	7,991	7,991	39,955	7,991	
	養成費	517,084	512,391	517,670	523,246	517,655	2,588,046	517,609	
	建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 6,383	▲ 8,654	▲ 9,458	▲ 8,528	▲ 1,408	▲ 34,431	▲ 6,886	▲表示で記載
	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	委託費 ※3	18,049,050	15,626,794	15,147,795	15,362,368	14,867,037	79,053,044	15,810,609	
	普及開発関係費	188,751	186,305	165,712	165,700	165,690	872,158	174,432	
	諸費 ※4	11,839,453	11,736,891	12,360,508	12,758,992	13,453,596	62,149,440	12,429,888	
	電気事業雑収益 ※5	▲ 1,751,453	▲ 606,691	▲ 437,121	▲ 401,591	▲ 391,141	▲ 3,587,997	▲ 717,599	▲表示で記載
第１区分費用計		83,195,145	77,917,089	77,576,508	77,541,175	76,927,898	393,157,815	78,631,563	
	修繕費 ※6	39,968,162	39,400,569	39,190,827	39,141,393	40,344,920	198,045,871	39,609,174	
	委託費 ※7	4,440,099	1,542,789	1,536,838	2,549,841	1,473,854	11,543,421	2,308,684	
	諸費 ※8	4,222,286	4,513,420	4,918,990	4,651,341	4,368,786	22,674,823	4,534,965	
	減価償却費 ※9	1,212,571	3,616,905	6,148,527	8,731,691	11,644,895	31,354,589	6,270,918	
	固定資産税 ※10	－	701,439	1,497,207	2,333,714	3,102,892	7,635,252	1,527,050	
第２区分費用計		49,843,118	49,775,122	53,292,389	57,407,980	60,935,347	271,253,956	54,250,791	
次世代投資費用		3,150,703	6,135,580	8,052,488	12,984,397	13,883,353	44,206,521	8,841,304	
	修繕費 ※11	15,626,381	14,416,726	14,249,812	14,344,969	14,962,969	73,600,857	14,720,171	
	委託費 ※12	5,560,950	5,533,005	5,505,061	5,477,116	5,449,173	27,525,305	5,505,061	
	固定資産除却費	11,815,275	13,034,000	14,046,069	13,585,216	15,905,941	68,386,501	13,677,300	
	賃借料 ※13	6,051,924	6,062,925	6,069,856	6,208,479	6,290,180	30,683,364	6,136,673	
	託送料 ※14	3,437,326	3,854,425	3,749,798	3,802,917	3,794,867	18,639,333	3,727,867	
	共有設備費等分担額	65,605	65,605	65,605	65,605	65,605	328,025	65,605	
	共有設備費等分担額（貸方）	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 3,107,900	▲ 621,580	▲表示で記載
	他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	
	地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	
	一般送配電事業等に係る電力料 ※15	255,597	254,347	253,156	251,964	250,788	1,265,852	253,170	
	需給調整市場手数料 ※16	93,564	214,193	214,193	214,193	214,585	950,728	190,146	
	電力費振替勘定（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	開発費	－	－	－	－	－	－	－	
	株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	
	社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	
	開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	廃炉等負担金	－	－	－	－	－	－	－	
	離島等供給に係る費用 ※17	4,514,810	4,487,812	4,564,784	4,603,062	4,521,885	22,692,353	4,538,471	
	離島等供給に係る収益 ※18	▲ 2,009,224	▲ 2,003,886	▲ 2,004,432	▲ 2,004,907	▲ 2,009,716	▲ 10,032,165	▲ 2,006,433	▲表示で記載
第３区分費用計		44,790,628	45,297,572	46,092,322	45,927,034	48,824,697	230,932,253	46,186,451	
	地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	託送収益 ※19	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 506,136	▲ 2,568,112	▲ 513,622	▲表示で記載
	事業者間精算収益	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 20,361,330	▲ 4,072,266	▲表示で記載
	電気事業雑収益 ※20	▲ 9,195,191	▲ 9,227,374	▲ 9,274,985	▲ 9,318,578	▲ 9,369,621	▲ 46,385,749	▲ 9,277,150	▲表示で記載
	預金利息	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 15,510	▲ 3,102	▲表示で記載
控除収益計		▲ 13,786,053	▲ 13,818,236	▲ 13,865,847	▲ 13,909,440	▲ 13,951,125	▲ 69,330,701	▲ 13,866,140	
	減価償却費 ※21	37,755,333	36,413,643	34,980,477	32,164,409	29,408,841	170,722,703	34,144,541	
	退職給与金 ※22	▲ 1,301,703	▲ 1,405,253	▲ 1,705,336	▲ 425,478	－	▲ 4,837,770	▲ 967,554	
	ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	525,247	425,425	316,119	349,902	－	1,616,693	323,339	
	賃借料 ※23	5,332,466	5,332,465	5,332,465	5,332,465	5,332,453	26,662,314	5,332,463	
	諸費 ※24	1,014,953	1,014,754	1,015,040	1,015,365	1,015,663	5,075,775	1,015,155	
	貸倒損	32,025	32,025	32,025	32,025	32,028	160,128	32,026	貸方の場合は▲表示で記載
	振替損失調整額	820,953	820,953	820,953	820,953	820,953	4,104,765	820,953	
	インバランス収支過不足額 ※25	▲ 1,273,037	1,270,080	1,270,080	1,270,080	1,270,080	3,807,283	761,457	貸方の場合は▲表示で記載
	電源開発促進税	21,506,098	21,422,436	21,397,686	21,372,561	21,405,973	107,104,754	21,420,951	
	事業税	3,641,964	3,724,025	3,687,736	3,835,794	3,886,463	18,775,982	3,755,196	
	雑税	332,779	332,779	332,779	332,779	332,781	1,663,897	332,779	
	法人税等	6,328,184	6,328,184	6,328,184	6,328,184	6,328,183	31,640,919	6,328,184	
	賠償負担金相当金	1,825,133	1,825,133	1,825,133	1,825,133	1,825,133	9,125,665	1,825,133	
	廃炉円滑化負担金相当金	790,639	518,244	518,244	518,244	518,244	2,863,615	572,723	
	固定資産税 ※26	12,497,295	11,840,767	11,145,933	10,503,300	9,893,815	55,881,110	11,176,222	
	調整力の確保に要する費用 ※27	580,570	7,680,176	5,301,069	5,074,055	6,574,154	25,210,024	5,042,005	貸方の場合は▲表示で記載
	再給電に要する費用 ※28	－	－	－	－	－	－	－	
制御不能費用計		90,408,899	97,575,836	92,598,587	90,349,771	88,644,764	459,577,857	91,915,571	

	託送料 ※29	511,256	510,030	454,360	477,014	576,348	2,529,008	505,802	
	補償費	1,082,751	1,082,751	1,082,751	1,082,751	1,082,756	5,413,760	1,082,752	
	事業者間精算費	2,099,073	2,099,073	2,099,073	2,099,073	2,099,073	10,495,365	2,099,073	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	225,683	225,684	225,683	225,683	225,684	1,128,417	225,683	
	調整力の確保に要する費用 ※31	19,489,744	31,221,903	36,646,461	31,987,019	31,808,178	151,153,305	30,230,661	
	発電抑制に要する費用 ※32	2,974	5,204	7,435	10,781	13,011	39,405	7,881	
事	後検証費用	23,411,481	35,144,645	40,515,763	35,882,321	35,805,050	170,759,260	34,151,852	
事	業報酬	14,465,488	14,715,896	15,017,663	15,361,714	15,753,678	75,314,439	15,062,888	
追	加事業報酬	45,897	42,332	39,060	36,064	33,306	196,659	39,332	
収	入の見通し計	295,525,306	312,785,836	319,318,933	321,581,016	326,856,968	1,576,068,059	315,213,612	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。
※6：取替修繕費及び修繕費であって配電設備及び業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※7：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※8：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※9：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※10：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する税額に限る。
※11：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※12：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※13：第６条に規定するものを除く。
※14：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※15：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※16：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※17：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※18：送配電等業務に係る収益を除く。
※19：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。
※20：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。
※21：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※22：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。
※23：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
※24：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。
※25：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。
※26：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。
※27：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。
※28：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。
※29：連系線の増強等に係る費用に限る。
※30：災害等扶助交付金を含む。
※31：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等（再生可能エネルギー電気特措法第２条第５項に規定する認定発電設備（同条第３項第１号に掲げる太陽光及び同項第２号に掲げる風力を電気に変換するものに限る。）から供出される電力量について、翌日市場（一般社団法人日本卸電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行うための卸電力取引市場をいう。）の売買取引が行われる日の午前六時における一般送配電事業者による予測値と当該売買取引に係る電力の受渡しを行う一時間前における当該一般送配電事業者による予測値との差を調整するための調整電源等を除く。）を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。
※32：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

様式第２（第３条から第１１条まで関係）

第１表

第１区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
役員給与	320,955	339,797	327,674	188,200	189,276	1,365,902	273,180	122,192	122,190	122,188	122,186	122,186	610,942	122,188	
給料手当	43,858,921	44,696,943	43,812,549	39,229,593	38,706,061	210,304,068	42,060,814	36,384,571	35,980,325	35,726,207	35,341,010	34,563,693	177,995,806	35,599,161	
給料手当振替額（貸方）	▲ 1,168,755	▲ 1,212,643	▲ 1,163,427	▲ 1,058,558	▲ 1,045,161	▲ 5,648,543	▲ 1,129,709	▲ 1,034,795	▲ 1,028,844	▲ 1,020,571	▲ 1,001,881	▲ 972,248	▲ 5,058,339	▲ 1,011,668	▲表示で記載
退職給与金 ※1	2,893,867	3,559,991	3,342,809	2,438,803	2,276,705	14,512,175	2,902,435	2,141,382	2,021,927	1,939,156	1,886,783	1,803,047	9,792,295	1,958,459	
厚生費	7,527,848	7,744,904	7,579,925	7,349,046	7,065,757	37,267,481	7,453,496	6,630,692	6,561,884	6,519,435	6,456,405	6,330,816	32,499,232	6,499,846	
委託検針費	3,045,632	2,720,213	2,378,165	2,175,964	1,905,217	12,225,191	2,445,038	3,154,728	60,450	－	－	－	3,215,178	643,036	
委託集金費	322,996	－	－	270	－	323,267	64,653	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	471,797	415,522	476,817	501,729	649,099	2,514,964	502,993	649,868	649,852	649,835	649,819	649,804	3,249,178	649,836	
修繕費 ※2	2,444,057	2,397,370	2,662,672	3,167,947	3,041,423	13,713,468	2,742,694	3,228,425	3,298,777	3,305,435	3,469,984	3,606,298	16,908,919	3,381,784	
研究費	134,738	158,439	119,421	619,386	700,820	1,732,803	346,561	1,943,924	1,718,148	1,537,732	1,147,579	1,127,563	7,474,946	1,494,989	
消耗品費	1,743,581	1,321,095	1,374,969	1,392,987	1,016,460	6,849,091	1,369,818	1,129,665	1,077,353	1,043,994	1,061,112	1,077,319	5,389,443	1,077,889	
損害保険料	10,833	9,741	6,145	7,974	7,397	42,091	8,418	7,991	7,991	7,991	7,991	7,991	39,955	7,991	
養成費	315,653	311,870	281,657	676,924	432,619	2,018,723	403,745	517,084	512,391	517,670	523,246	517,655	2,588,046	517,609	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 15,512	▲ 7,947	▲ 2,883	－	－	▲ 26,342	▲ 5,268	▲ 6,383	▲ 8,654	▲ 9,458	▲ 8,528	▲ 1,408	▲ 34,431	▲ 6,886	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
委託費 ※3	16,011,530	15,056,877	15,426,671	14,927,115	15,610,532	77,032,725	15,406,545	18,049,050	15,626,794	15,147,795	15,362,368	14,867,037	79,053,044	15,810,609	
普及開発関係費	18,833	13,413	16,329	166,661	184,243	399,479	79,896	188,751	186,305	165,712	165,700	165,690	872,158	174,432	
諸費 ※4	3,596,302	3,720,342	4,041,404	11,254,247	10,431,866	33,044,162	6,608,832	11,839,453	11,736,891	12,360,508	12,758,992	13,453,596	62,149,440	12,429,888	
電気事業雑収益 ※5	－	－	－	▲ 1,717,575	▲ 1,465,432	▲ 3,183,007	▲ 636,601	▲ 1,751,453	▲ 606,691	▲ 437,121	▲ 401,591	▲ 391,141	▲ 3,587,997	▲ 717,599	▲表示で記載
第１区分費用計	81,533,277	81,245,927	80,680,899	81,320,712	79,706,882	404,487,698	80,897,540	83,195,145	77,917,089	77,576,508	77,541,175	76,927,898	393,157,815	78,631,563	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。

≪項目別明細表≫

（1）第３条第３項関係

［役員給与］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内取締役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外取締役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外監査役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計		320,955	339,797	327,674	188,200	189,276	1,365,902	273,180	122,192	122,190	122,188	122,186	122,186	610,942	122,188	
社内取締役	役員数（人）	9	9	9	5	5	37	7	5	5	5	5	5	25	5	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外取締役	役員数（人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役	役員数（人）	－	－	－	1	1	2	0	1	1	1	1	1	5	1	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外監査役	役員数（人）	－	－	－	1	1	2	0	1	1	1	1	1	5	1	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

［給料手当］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
基準賃金	27,487,433	28,694,673	28,139,102	24,312,676	23,751,574	132,385,458	26,477,092	22,588,555	22,193,052	21,964,920	21,659,522	21,134,406	109,540,455	21,908,091	
基準外賃金	5,720,583	5,744,603	5,192,118	5,197,484	5,585,930	27,440,717	5,488,143	5,313,978	5,219,284	5,161,614	5,080,283	4,949,430	25,724,589	5,144,918	
諸給与金	12,174,691	12,037,515	11,938,534	10,989,454	10,727,338	57,867,533	11,573,507	10,715,345	10,525,455	10,415,257	10,269,474	10,019,957	51,945,488	10,389,098	
控除口（貸方）	▲ 1,523,786	▲ 1,556,091	▲ 1,455,906	▲ 1,269,583	▲ 1,358,707	▲ 7,164,073	▲ 1,432,815	▲ 2,233,307	▲ 1,957,466	▲ 1,815,584	▲ 1,668,269	▲ 1,540,100	▲ 9,214,726	▲ 1,842,945	
附帯事業振替額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
その他	－	▲ 223,757	▲ 1,299	▲ 438	▲ 74	▲ 225,567	▲ 45,113	－	－	－	－	－	－	－	
合計	43,858,921	44,696,943	43,812,549	39,229,593	38,706,061	210,304,068	42,060,814	36,384,571	35,980,325	35,726,207	35,341,010	34,563,693	177,995,806	35,599,161	
平均経費人員（人）	5,130	5,317	5,195	4,750	4,597	24,989	4,998	4,372	4,298	4,253	4,191	4,087	21,201	4,240	
平均基準賃金（千円/月）	447	450	451	427	431	2,205	441	431	430	430	431	431	2,153	431	

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
引当金増加額	▲ 1,656,005	▲ 1,811,451	▲ 2,390,982	▲ 993,219	▲ 1,329,484	▲ 8,181,141	▲ 1,636,228	▲ 1,813,393	▲ 1,164,391	▲ 902,934	▲ 1,544,331	▲ 1,524,110	▲ 6,949,159	▲ 1,389,832	
実払額	2,272,177	3,021,723	3,627,555	1,663,529	1,799,874	12,384,858	2,476,972	2,348,678	1,634,259	1,331,995	1,935,167	1,878,903	9,129,002	1,825,800	
年金保険料	2,277,695	2,349,719	2,106,236	1,468,196	1,432,500	9,634,346	1,926,869	1,353,361	1,297,899	1,260,923	1,241,944	1,190,564	6,344,691	1,268,938	
会社間精算額	－	－	－	300,298	373,814	674,112	134,822	252,736	254,160	249,172	254,003	257,690	1,267,761	253,552	
合計	2,893,867	3,559,991	3,342,809	2,438,803	2,276,705	14,512,175	2,902,435	2,141,382	2,021,927	1,939,156	1,886,783	1,803,047	9,792,295	1,958,459	

［厚生費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法定厚生費	健康保険料	2,370,952	2,454,127	2,361,190	2,035,804	2,064,468	11,286,541	2,257,308	1,739,163	1,719,851	1,707,777	1,689,474	1,652,415	8,508,680	1,701,736	
	介護保険料	230,859	263,674	270,579	255,327	272,784	1,293,222	258,644	254,978	252,202	250,534	247,924	242,513	1,248,151	249,630	
	労災保険料	94,243	92,825	93,482	93,913	92,588	467,051	93,410	86,382	85,401	84,749	83,782	81,896	422,210	84,442	
	雇用保険料	262,509	270,271	261,685	232,063	233,937	1,260,465	252,093	310,052	306,609	304,443	301,158	294,534	1,516,796	303,359	
	厚生年金保険料	3,709,203	3,824,903	3,700,670	3,251,950	3,320,923	17,807,650	3,561,530	3,105,917	3,071,420	3,049,372	3,015,952	2,949,135	15,191,796	3,038,359	
	労災補償費	11	193	22	23	35	285	57	35	35	35	35	35	175	35	
	健康診断費	62,576	55,357	53,644	47,591	49,374	268,542	53,708	47,062	46,263	45,785	45,070	43,921	228,101	45,620	
	子ども・子育て拠出金	92,157	119,794	137,284	128,241	130,925	608,402	121,680	122,290	120,928	120,073	118,782	116,175	598,248	119,650	
	法定厚生費振替額	▲ 187,630	▲ 195,932	▲ 189,079	▲ 173,134	▲ 172,538	▲ 918,313	▲ 183,663	▲ 170,746	▲ 169,792	▲ 168,443	▲ 165,315	▲ 160,363	▲ 834,659	▲ 166,932	
	その他	17,140	▲ 56,381	26,714	112,570	▲ 50,352	49,691	9,938	－	－	－	－	－	－	－	
	計	6,652,019	6,828,830	6,716,191	5,984,348	5,942,146	32,123,535	6,424,707	5,495,133	5,432,917	5,394,325	5,336,862	5,220,261	26,879,498	5,375,900	
一般厚生費	安全管理費	98,464	94,445	97,910	369,697	373,641	1,034,156	206,831	386,503	385,123	384,314	383,150	381,269	1,920,359	384,072	
	衛生管理費	1,218	1,038	1,072	2,012	1,340	6,680	1,336	1,273	1,250	1,237	1,218	1,188	6,166	1,233	
	福利事業費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	厚生施設運営費	259,069	287,085	292,164	－	－	838,318	167,664	－	－	－	－	－	－	－	
	文化体育費	10,467	10,843	10,633	5,781	5,808	43,530	8,706	5,514	5,417	5,360	5,279	5,147	26,717	5,343	
	慶弔費	23,969	47,599	29,788	13,815	14,924	130,095	26,019	14,143	13,896	13,752	13,541	13,201	68,533	13,707	
	雑口	482,559	475,078	432,030	973,392	727,898	3,090,958	618,192	728,126	723,281	720,447	716,355	709,750	3,597,959	719,592	
	診療所費	84	152	137	－	－	373	75	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	－	▲ 165	－	－	－	▲ 165	▲ 33	－	－	－	－	－	－	－	
	計	875,829	916,074	863,734	1,364,697	1,123,611	5,143,946	1,028,789	1,135,559	1,128,967	1,125,110	1,119,543	1,110,555	5,619,734	1,123,947	
合計		7,527,848	7,744,904	7,579,925	7,349,046	7,065,757	37,267,481	7,453,496	6,630,692	6,561,884	6,519,435	6,456,405	6,330,816	32,499,232	6,499,846	

［雑給］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
嘱託給	嘱託社員	32,844	36,759	33,941	－	－	103,544	20,709	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	計	32,844	36,759	33,941	－	－	103,544	20,709	－	－	－	－	－	－	－	
嘱託員平均人員（人）		4	4	4	－	－	12	2	－	－	－	－	－	－	－	
臨時用給		34,404	1,008	－	－	－	35,412	7,082	－	－	－	－	－	－	－	
その他		404,549	377,754	442,876	501,729	649,099	2,376,008	475,202	649,868	649,852	649,835	649,819	649,804	3,249,178	649,836	
合計		471,797	415,522	476,817	501,729	649,099	2,514,964	502,993	649,868	649,852	649,835	649,819	649,804	3,249,178	649,836	

［研究費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内研究費	社内研究	69,863	122,139	79,808	99,448	131,989	503,246	100,649	1,412,145	1,209,813	1,029,301	639,157	619,150	4,909,566	981,913	
	研究所運営費	2,560	2,324	1,764	－	－	6,648	1,330	－	－	－	－	－	－	－	
	計	72,423	124,462	81,572	99,448	131,989	509,894	101,979	1,412,145	1,209,813	1,029,301	639,157	619,150	4,909,566	981,913	
委託研究費	委託研究	32,528	4,224	9,557	12,034	64,270	122,613	24,523	25,695	2,260	2,364	2,364	2,364	35,047	7,009	
	電中研分担金	29,787	29,752	28,292	507,904	504,561	1,100,296	220,059	506,084	506,075	506,067	506,058	506,049	2,530,333	506,067	
	計	62,315	33,976	37,849	519,938	568,831	1,222,909	244,582	531,779	508,335	508,431	508,422	508,413	2,565,380	513,076	
合計		134,738	158,439	119,421	619,386	700,820	1,732,803	346,561	1,943,924	1,718,148	1,537,732	1,147,579	1,127,563	7,474,946	1,494,989	

［養成費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
研修施設運営費	49,265	49,228	50,029	133,625	109,355	391,502	78,300	109,446	109,445	109,443	109,442	109,440	547,216	109,443	
その他	266,388	262,642	231,628	543,299	323,264	1,627,221	325,444	407,638	402,946	408,227	413,804	408,215	2,040,830	408,166	
合計	315,653	311,870	281,657	676,924	432,619	2,018,723	403,745	517,084	512,391	517,670	523,246	517,655	2,588,046	517,609	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
システム関係費	5,777,835	4,908,689	4,990,543	1,461,811	1,484,323	18,623,200	3,724,640	1,398,493	1,117,446	1,135,848	1,105,824	720,079	5,477,690	1,095,538	
故障修理	617,838	610,658	601,574	608,179	604,649	3,042,898	608,580	616,561	618,264	626,011	630,678	643,920	3,135,434	627,087	
一般用電気工作物調査	2,066,342	2,020,939	2,085,806	2,075,951	2,059,850	10,308,888	2,061,778	2,126,429	2,124,181	2,181,642	2,181,632	2,181,632	10,795,516	2,159,103	
電柱敷地業務委託	713,692	740,643	693,617	781,817	780,346	3,710,115	742,023	823,745	823,745	823,745	823,745	823,745	4,118,725	823,745	
巡視（配電関係）	345,333	334,977	333,338	343,220	375,654	1,732,522	346,504	396,306	369,306	173,306	173,306	173,306	1,285,530	257,106	
その他配電業務委託	1,361,661	1,292,678	1,245,342	1,956,978	2,593,582	8,450,242	1,690,048	2,355,316	1,649,104	1,456,558	1,798,621	1,685,244	8,944,843	1,788,969	
巡視・点検・調査（配電以外）	586,602	551,299	756,384	877,509	844,811	3,616,606	723,321	830,558	870,317	870,315	870,313	870,311	4,311,814	862,363	
電磁誘導対策	30,282	33,220	49,100	10,900	10,150	133,652	26,730	1,461	－	4,240	5,805	238	11,744	2,349	
除草（工事伐採）	189,434	196,111	192,159	207,827	214,830	1,000,362	200,072	210,891	210,891	210,891	210,891	210,891	1,054,455	210,891	
契約異動処理	962,636	864,469	812,717	773,898	624,349	4,038,069	807,614	568,531	544,450	544,450	544,450	544,450	2,746,331	549,266	
託送関係申込受付、検針・施工業務	538,523	704,531	643,578	590,089	486,384	2,963,106	592,621	2,060,951	1,694,218	1,689,325	1,689,253	1,689,179	8,822,926	1,764,585	
一般管理業務委託	2,266,498	2,053,449	2,097,460	3,808,941	4,015,937	14,242,286	2,848,457	3,908,176	3,905,373	3,920,737	3,918,636	3,911,035	19,563,957	3,912,791	
その他委託	554,853	745,212	925,054	1,429,994	1,515,668	5,170,781	1,034,156	2,751,632	1,699,499	1,510,727	1,409,214	1,413,007	8,784,079	1,756,816	
合計	16,011,530	15,056,877	15,426,671	14,927,115	15,610,532	77,032,725	15,406,545	18,049,050	15,626,794	15,147,795	15,362,368	14,867,037	79,053,044	15,810,609	

［普及開発関係費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
停電周知費用	1,018	1,007	1,064	442	461	3,992	798	799	799	799	799	799	3,995	799	
その他	17,815	12,406	15,265	166,219	183,782	395,486	79,097	187,952	185,506	164,913	164,901	164,891	868,163	173,633	
合計	18,833	13,413	16,329	166,661	184,243	399,479	79,896	188,751	186,305	165,712	165,700	165,690	872,158	174,432	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
通信運搬費	1,651,898	1,702,049	1,785,209	1,568,173	1,604,024	8,311,352	1,662,270	1,962,757	2,441,294	2,400,456	2,304,517	2,304,483	11,413,507	2,282,701	
旅費	634,837	652,566	614,197	389,610	396,352	2,687,562	537,512	487,558	483,059	476,335	475,825	484,983	2,407,760	481,552	
団体費	41,238	43,488	43,921	39,271	38,278	206,197	41,239	38,344	38,344	38,343	38,342	38,342	191,715	38,343	
その他	1,268,330	1,322,239	1,598,077	9,257,193	8,393,211	21,839,051	4,367,810	9,350,794	8,774,194	9,445,374	9,940,308	10,625,788	48,136,458	9,627,292	
合計	3,596,302	3,720,342	4,041,404	11,254,247	10,431,866	33,044,162	6,608,832	11,839,453	11,736,891	12,360,508	12,758,992	13,453,596	62,149,440	12,429,888	

第２表

第２区分費用明細表

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
連系線・基幹系統	減価償却費 ※1	－	－	－	－	－	－	－	98,038	258,616	412,318	579,387	910,104	2,258,463	451,693	
	固定資産税 ※2	－	－	－	－	－	－	－	－	53,265	115,836	169,952	244,488	583,541	116,708	
	計	－	－	－	－	－	－	－	98,038	311,881	528,154	749,339	1,154,592	2,842,004	568,401	
ローカル系統	減価償却費 ※3	－	－	－	－	－	－	－	468,109	1,412,292	2,611,821	3,797,748	5,050,310	13,340,280	2,668,056	
	固定資産税 ※4	－	－	－	－	－	－	－	－	278,638	643,541	1,108,288	1,475,681	3,506,148	701,230	
	計	－	－	－	－	－	－	－	468,109	1,690,930	3,255,362	4,906,036	6,525,991	16,846,428	3,369,286	
配電系統	修繕費 ※5	32,347,229	30,093,977	34,127,411	34,218,756	35,081,177	165,868,551	33,173,710	39,968,162	39,400,569	39,190,827	39,141,393	40,344,920	198,045,871	39,609,174	
	減価償却費 ※6	－	－	－	－	－	－	－	466,301	1,265,980	2,068,614	2,879,126	3,708,040	10,388,061	2,077,612	
	固定資産税 ※7	－	－	－	－	－	－	－	－	294,334	576,747	845,893	1,107,730	2,824,704	564,941	
	計	32,347,229	30,093,977	34,127,411	34,218,756	35,081,177	165,868,551	33,173,710	40,434,463	40,960,883	41,836,188	42,866,412	45,160,690	211,258,636	42,251,727	
その他投資	修繕費 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	委託費 ※9	3,905,636	2,716,541	2,207,023	2,354,892	1,767,273	12,951,365	2,590,273	4,440,099	1,542,789	1,536,838	2,549,841	1,473,854	11,543,421	2,308,684	
	諸費 ※10	－	－	－	1,568,069	2,618,916	4,186,985	837,397	4,222,286	4,513,420	4,918,990	4,651,341	4,368,786	22,674,823	4,534,965	
	減価償却費 ※11	－	－	－	－	－	－	－	180,123	680,017	1,055,774	1,475,430	1,976,441	5,367,785	1,073,557	
	固定資産税 ※12	－	－	－	－	－	－	－	－	75,202	161,083	209,581	274,993	720,859	144,172	
	計	3,905,636	2,716,541	2,207,023	3,922,961	4,386,189	17,138,350	3,427,670	8,842,508	6,811,428	7,672,685	8,886,193	8,094,074	40,306,888	8,061,378	
第２区分費用計		36,252,865	32,810,518	36,334,434	38,141,718	39,467,366	183,006,901	36,601,380	49,843,118	49,775,122	53,292,389	57,407,980	60,935,347	271,253,956	54,250,791	

（記載注意）

※1：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※2：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。

※3：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※4：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。

※5：取替修繕費であって配電設備に係るもの及び修繕費であって配電設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。

※6：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※7：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。

※8：取替修繕費であって業務設備に係るもの及び修繕費であって業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。

※9：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。

※10：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。

※11：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する減価償却費に限る。

※12：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する税額に限る。

≪項目別明細表≫

（１）第４条第３項から第５項まで関係

［設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

			2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
拡充投資	連系線・基幹系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	333,134	333,134	66,627	
		変電設備	921,759	768,783	3,542,745	972,069	6,947,045	13,152,401	2,630,480	273,328	552,321	－	－	288,405	1,114,054	222,811	
		計	921,759	768,783	3,542,745	972,069	6,947,045	13,152,401	2,630,480	273,328	552,321	－	－	621,539	1,447,188	289,438	
	ローカル系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	6,415,565	2,666,315	7,683,627	7,282,582	15,217,492	39,265,581	7,853,116	3,687,659	6,259,192	4,567,769	5,498,855	4,299,166	24,312,641	4,862,528	
		変電設備	2,494,262	2,543,215	3,082,677	2,915,282	3,889,836	14,925,272	2,985,054	2,264,023	1,260,232	2,685,383	2,633,688	3,367,954	12,211,280	2,442,256	
		計	8,909,827	5,209,530	10,766,304	10,197,864	19,107,328	54,190,853	10,838,171	5,951,682	7,519,424	7,253,152	8,132,543	7,667,120	36,523,921	7,304,784	
	配電系統		17,592,053	17,408,846	17,657,858	17,851,908	18,617,653	89,128,318	17,825,664	18,417,408	18,313,660	18,315,785	18,663,813	19,533,983	93,244,649	18,648,930	
	拡充投資計		27,423,639	23,387,159	31,966,907	29,021,841	44,672,026	156,471,572	31,294,314	24,642,418	26,385,405	25,568,937	26,796,356	27,822,642	131,215,758	26,243,152	
更新投資	連系線・基幹系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	10,099,711	2,506,021	2,895,232	927,130	562,818	16,990,912	3,398,182	1,744,961	4,615,065	2,210,826	5,896,909	4,923,998	19,391,759	3,878,352	
		変電設備	2,354,611	776,565	1,831,434	804,166	1,720,324	7,487,100	1,497,420	1,894,725	991,655	1,142,029	1,247,494	4,533,822	9,809,725	1,961,945	
		計	12,454,322	3,282,586	4,726,666	1,731,296	2,283,142	24,478,012	4,895,602	3,639,686	5,606,720	3,352,855	7,144,403	9,457,820	29,201,484	5,840,297	
	ローカル系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	9,094,174	7,184,467	8,047,568	11,285,115	7,263,153	42,874,477	8,574,895	7,482,617	11,691,280	20,524,722	18,526,568	14,471,697	72,696,884	14,539,377	
		変電設備	7,897,345	8,705,604	8,029,796	7,536,374	7,173,674	39,342,793	7,868,559	8,766,424	9,738,435	7,822,774	8,286,175	10,199,090	44,812,898	8,962,580	
		計	16,991,519	15,890,071	16,077,364	18,821,489	14,436,827	82,217,270	16,443,454	16,249,041	21,429,715	28,347,496	26,812,743	24,670,787	117,509,782	23,501,956	
	配電系統		35,552,776	30,835,528	34,385,133	36,356,265	37,367,555	174,497,257	34,899,451	41,809,007	41,288,682	40,986,557	40,905,484	41,989,584	206,979,314	41,395,863	
	更新投資計		64,998,617	50,008,185	55,189,163	56,909,050	54,087,524	281,192,539	56,238,508	61,697,734	68,325,117	72,686,908	74,862,630	76,118,191	353,690,580	70,738,116	
合計			92,422,256	73,395,344	87,156,070	85,930,891	98,759,550	437,664,111	87,532,822	86,340,152	94,710,522	98,255,845	101,658,986	103,940,833	484,906,338	96,981,268	
修繕費振替額（配電）			▲ 32,347,229	▲ 30,093,977	▲ 34,127,411	▲ 34,218,756	▲ 35,081,177	▲ 165,868,551	▲ 33,173,710	▲ 39,968,162	▲ 39,400,569	▲ 39,190,827	▲ 39,141,393	▲ 40,344,920	▲ 198,045,871	▲ 39,609,174	▲表示で記載

≪項目別明細表≫

（１）第４条第８項関係

［その他の投資に係る設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
通信工事	2,227,367	1,985,663	2,340,213	1,918,249	1,875,907	10,347,399	2,069,480	2,561,835	2,000,458	2,399,227	3,901,691	2,291,400	13,154,611	2,630,922	
システム開発及び改良	555,056	411,070	1,190,711	575,104	605,119	3,337,060	667,412	1,037,640	943,088	290,860	362,687	328,254	2,962,529	592,506	
建物関連工事	1,297,568	693,692	1,063,340	1,311,279	1,675,904	6,041,783	1,208,357	1,459,850	1,877,950	1,609,127	1,000,491	1,199,941	7,147,359	1,429,472	
系統・給電設備工事	322,041	167,648	465,366	2,411,047	750,669	4,116,771	823,354	2,513,492	301,042	628,835	560,296	714,403	4,718,068	943,614	
備品取得	470,051	511,957	220,984	198,838	369,152	1,770,982	354,196	312,004	361,676	327,144	410,659	332,393	1,743,876	348,775	
リース資産取得	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
用地権利設定※1	77,451	57,231	75,612	49,194	18,689	278,177	55,635	55,357	55,079	54,800	54,522	54,244	274,002	54,800	
その他	202,328	91,448	54,722	93,892	22,785	465,175	93,035	217,501	158,097	112,383	74,670	74,290	636,941	127,388	
合計	5,151,862	3,918,709	5,410,948	6,557,603	5,318,225	26,357,347	5,271,469	8,157,679	5,697,390	5,422,376	6,365,016	4,994,925	30,637,386	6,127,477	
修繕費振替額（通信）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
（参考）離島等供給に係る設備投資	237,267	995,499	377,157	386,653	306,531	2,303,107	460,621	413,226	212,326	658,326	212,326	748,326	2,244,530	448,906	

（記載注意）

※1　規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に関して設定された地役権等をいう。

第３表
第３区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
修繕費 ※1	12,054,191	12,593,405	13,551,497	15,722,500	16,255,824	70,177,416	14,035,483	15,626,381	14,416,726	14,249,812	14,344,969	14,962,969	73,600,857	14,720,171	
委託費 ※2	5,148,427	5,361,132	5,182,620	5,490,240	5,316,178	26,498,597	5,299,719	5,560,950	5,533,005	5,505,061	5,477,116	5,449,173	27,525,305	5,505,061	
固定資産除却費	9,726,175	9,014,228	8,899,199	9,914,021	11,644,243	49,197,866	9,839,573	11,815,275	13,034,000	14,046,069	13,585,216	15,905,941	68,386,501	13,677,300	
賃借料 ※3	7,287,619	7,149,197	6,714,077	6,326,303	6,235,267	33,712,463	6,742,493	6,051,924	6,062,925	6,069,856	6,208,479	6,290,180	30,683,364	6,136,673	
託送料 ※4	2,671,038	2,979,709	3,096,062	3,795,022	3,543,109	16,084,940	3,216,988	3,437,326	3,854,425	3,749,798	3,802,917	3,794,867	18,639,333	3,727,867	
共有設備費等分担額	52,614	56,401	65,191	73,613	80,208	328,028	65,606	65,605	65,605	65,605	65,605	65,605	328,025	65,605	
共有設備費等分担額（貸方）	▲ 633,399	▲ 618,625	▲ 618,625	▲ 618,625	▲ 618,625	▲ 3,107,899	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 3,107,900	▲ 621,580	▲表示で記載
他社購入送電費	183,469	183,469	183,469	－	－	550,407	110,081	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	－	－	2	－	－	2	0	－	－	－	－	－	－	－	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	297,861	360,690	293,112	132,722	256,820	1,341,205	268,241	255,597	254,347	253,156	251,964	250,788	1,265,852	253,170	
需給調整市場手数料 ※6	－	－	－	－	60,948	60,948	12,190	93,564	214,193	214,193	214,193	214,585	950,728	190,146	
電力費振替勘定（貸方）	▲ 230,335	▲ 247,406	▲ 236,315	▲ 10	▲ 18	▲ 714,083	▲ 142,817	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	303,554	405,445	478,211	21,661	－	1,208,870	241,774	－	－	－	－	－	－	－	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
廃炉等負担金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
離島等供給に係る費用 ※7	3,259,230	3,710,268	3,584,055	3,119,210	4,089,972	17,762,734	3,552,547	4,514,810	4,487,812	4,564,784	4,603,062	4,521,885	22,692,353	4,538,471	
離島等供給に係る収益 ※8	▲ 1,475,681	▲ 1,606,255	▲ 1,533,811	▲ 1,376,926	▲ 1,601,762	▲ 7,594,436	▲ 1,518,887	▲ 2,009,224	▲ 2,003,886	▲ 2,004,432	▲ 2,004,907	▲ 2,009,716	▲ 10,032,165	▲ 2,006,433	▲表示で記載
第３区分費用計	38,644,763	39,341,656	39,658,744	42,599,729	45,262,165	205,507,058	41,101,412	44,790,628	45,297,572	46,092,322	45,927,034	48,824,697	230,932,253	46,186,451	

（記載注意）

※1：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※2：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※3：第６条に規定するものを除く。
※4：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※5：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※6：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※7：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※8：送配電等業務に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（１）第５条第３項関係

［修繕費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	設備取替・補修	1,307,920	1,119,751	1,188,768	1,611,282	1,935,770	7,163,491	1,432,698	1,635,809	1,530,015	1,509,854	1,364,931	1,346,085	7,386,694	1,477,339	
	塗装	1,540,682	1,430,912	1,329,192	1,532,233	1,586,665	7,419,685	1,483,937	1,600,993	1,572,724	1,576,886	1,569,065	1,560,086	7,879,754	1,575,951	
	保安対策	595,747	660,317	669,482	745,325	785,995	3,456,866	691,373	680,309	667,373	664,064	660,780	656,955	3,329,481	665,896	
	第三者要請対応	48,131	51,005	42,245	31,249	7,536	180,166	36,033	14,633	14,357	34,610	34,438	34,239	132,277	26,455	
	その他	75,082	37,366	46,753	102,834	100,497	362,531	72,506	81,754	80,306	80,534	80,135	79,677	402,406	80,481	
	計	3,567,562	3,299,350	3,276,440	4,022,922	4,416,464	18,582,738	3,716,548	4,013,498	3,864,775	3,865,948	3,709,349	3,677,042	19,130,612	3,826,122	
変電設備	設備取替・補修	1,117,964	1,253,246	1,336,072	1,776,968	1,775,856	7,260,105	1,452,021	1,526,729	1,904,048	1,502,955	1,495,385	2,106,270	8,535,387	1,707,077	
	塗装	56,918	56,256	102,853	208,213	208,875	633,115	126,623	222,084	226,381	232,127	230,954	229,750	1,141,296	228,259	
	保安対策	91,795	115,486	133,971	147,848	165,627	654,727	130,945	129,855	128,658	128,004	127,359	126,683	640,559	128,112	
	第三者要請対応	2,563	1,306	910	2,375	383	7,537	1,507	515	511	1,474	1,466	1,459	5,425	1,085	
	その他	463,751	521,138	317,933	494,744	385,451	2,183,016	436,603	388,180	378,939	394,625	392,638	390,554	1,944,936	388,987	
	計	1,732,990	1,947,432	1,891,739	2,630,148	2,536,192	10,738,500	2,147,700	2,267,363	2,638,537	2,259,185	2,247,802	2,854,716	12,267,603	2,453,521	
配電設備	第三者要請対応	1,291,338	1,083,544	892,732	620,798	542,845	4,431,258	886,252	660,331	657,013	653,299	649,983	646,667	3,267,293	653,459	
	その他	4,341,334	5,133,741	6,334,964	7,115,176	7,493,322	30,418,538	6,083,708	7,348,428	5,878,552	6,099,254	6,374,388	6,381,438	32,082,060	6,416,412	
	計	5,632,672	6,217,285	7,227,697	7,735,974	8,036,167	34,849,795	6,969,959	8,008,759	6,535,565	6,752,553	7,024,371	7,028,105	35,349,353	7,069,871	
業務設備	第三者要請対応	4,903	3,132	3,571	3,288	2,263	17,157	3,431	2,989	2,963	4,456	4,434	4,410	19,252	3,850	
	その他	1,116,064	1,126,205	1,152,050	1,330,168	1,264,738	5,989,225	1,197,845	1,333,772	1,374,886	1,367,670	1,359,013	1,398,696	6,834,037	1,366,807	
	計	1,120,967	1,129,337	1,155,621	1,333,455	1,267,001	6,006,381	1,201,276	1,336,761	1,377,849	1,372,126	1,363,447	1,403,106	6,853,289	1,370,658	
合計		12,054,191	12,593,405	13,551,497	15,722,500	16,255,824	70,177,416	14,035,483	15,626,381	14,416,726	14,249,812	14,344,969	14,962,969	73,600,857	14,720,171	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	1,691,635	1,844,064	1,793,334	1,949,452	1,785,185	9,063,669	1,812,734	1,674,893	1,666,477	1,658,060	1,649,644	1,641,228	8,290,302	1,658,060	
変電設備	1,671	3,284	6,548	1,505	4,128	17,136	3,427	3,412	3,395	3,378	3,360	3,345	16,890	3,378	
配電設備	3,455,121	3,513,587	3,382,738	3,539,283	3,526,615	17,417,344	3,483,469	3,882,553	3,863,042	3,843,532	3,824,022	3,804,511	19,217,660	3,843,532	
業務設備	－	197	－	－	251	448	90	92	91	91	90	89	453	91	
合計	5,148,427	5,361,132	5,182,620	5,490,240	5,316,178	26,498,597	5,299,719	5,560,950	5,533,005	5,505,061	5,477,116	5,449,173	27,525,305	5,505,061	

［固定資産除却費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	除却損	635,764	730,008	547,729	300,748	1,039,343	3,253,592	650,718	555,951	722,234	1,075,002	797,620	1,104,708	4,255,515	851,103	
	除却費用	2,102,133	2,643,365	1,755,776	1,964,077	2,255,567	10,720,918	2,144,184	2,399,090	3,188,956	4,060,915	3,388,840	3,697,626	16,735,427	3,347,085	
変電設備	除却損	659,306	624,275	526,444	486,170	375,325	2,671,521	534,304	719,185	536,059	570,071	661,262	976,858	3,463,435	692,687	
	除却費用	1,035,634	922,480	1,253,023	1,266,612	1,371,907	5,849,656	1,169,931	1,471,875	1,287,043	1,247,822	1,440,083	2,317,077	7,763,900	1,552,780	
配電設備	除却損	1,820,528	1,721,452	2,128,954	2,372,828	2,826,582	10,870,345	2,174,069	2,841,363	2,873,955	2,871,922	2,857,739	3,391,246	14,836,225	2,967,245	
	除却費用	3,063,339	1,933,000	2,205,675	2,744,570	3,229,024	13,175,609	2,635,122	3,402,172	3,423,903	3,435,359	3,494,195	3,807,543	17,563,172	3,512,634	
業務設備	除却損	188,044	218,382	173,133	428,268	179,792	1,187,619	237,524	190,355	376,554	346,730	425,181	257,143	1,595,963	319,193	
	除却費用	221,426	221,265	308,464	350,748	366,704	1,468,607	293,721	235,284	625,296	438,248	520,296	353,740	2,172,864	434,573	
合計	除却損	3,303,642	3,294,118	3,376,260	3,588,014	4,421,042	17,983,076	3,596,615	4,306,854	4,508,802	4,863,725	4,741,802	5,729,955	24,151,138	4,830,228	
	除却費用	6,422,532	5,720,110	5,522,939	6,326,007	7,223,202	31,214,789	6,242,958	7,508,421	8,525,198	9,182,344	8,843,414	10,175,986	44,235,363	8,847,073	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
借地借家料	1,138,661	1,203,001	1,226,840	2,926,345	2,928,855	9,423,703	1,884,741	2,775,661	2,791,546	2,800,473	2,798,106	2,679,139	13,844,925	2,768,985	
機械賃借料	1,883,582	1,859,144	1,826,184	3,897	3,779	5,576,587	1,115,317	3,819	3,800	3,780	3,761	3,742	18,902	3,780	
車両リース料	468,052	473,577	652,238	631,704	674,488	2,900,059	580,012	657,520	658,593	658,979	661,972	665,532	3,302,596	660,519	
その他	3,797,324	3,613,474	3,008,815	2,764,358	2,628,144	15,812,114	3,162,423	2,614,924	2,608,986	2,606,624	2,744,640	2,941,767	13,516,941	2,703,388	
合計	7,287,619	7,149,197	6,714,077	6,326,303	6,235,267	33,712,463	6,742,493	6,051,924	6,062,925	6,069,856	6,208,479	6,290,180	30,683,364	6,136,673	

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
託送契約（9社負担分除く）	2,668,867	2,978,586	3,094,354	3,452,681	2,858,684	15,053,172	3,010,634	2,752,901	3,170,000	3,065,373	3,118,492	3,110,442	15,217,208	3,043,442	
振替供給（全国融通・広域需給調整）	2,171	1,122	1,708	342,341	684,425	1,031,768	206,354	684,425	684,425	684,425	684,425	684,425	3,422,125	684,425	
合計	2,671,038	2,979,709	3,096,062	3,795,022	3,543,109	16,084,940	3,216,988	3,437,326	3,854,425	3,749,798	3,802,917	3,794,867	18,639,333	3,727,867	

第４表

離島等供給に係る費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
役員給与	1,200	944	927	680	684	4,435	887	266	266	266	266	264	1,328	266	
給料手当	167,529	123,909	123,531	144,975	128,468	688,412	137,682	79,776	77,524	76,412	76,900	76,703	387,315	77,463	
給料手当振替額（貸方）	▲ 1,197	▲ 272	▲ 216	▲ 282	▲ 303	▲ 2,271	▲ 454	▲ 208	▲ 205	▲ 205	▲ 206	▲ 203	▲ 1,027	▲ 205	▲表示で記載
退職給与金	5,115	6,217	10,327	13,557	4,854	40,069	8,014	1,825	1,340	508	3,175	3,918	10,766	2,153	
厚生費	29,588	22,506	21,704	25,744	22,805	122,348	24,470	14,411	14,054	13,875	13,936	13,886	70,162	14,032	
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	2,621	822	293	1	174	3,911	782	174	－	－	－	－	174	35	
雑給	1,916	1,363	1,699	2,729	4,103	11,810	2,362	3,317	3,317	3,317	3,317	3,315	16,583	3,317	
燃料費	1,886,837	2,167,374	2,023,760	1,620,227	2,439,736	10,137,933	2,027,587	2,564,863	2,514,488	2,513,990	2,513,433	2,519,790	12,626,564	2,525,313	
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
消耗品費	53,166	56,734	49,485	41,996	39,779	241,158	48,232	39,770	39,671	39,164	38,977	38,998	196,580	39,316	
修繕費	506,500	600,898	593,485	561,239	650,318	2,912,440	582,488	570,277	567,521	565,906	563,032	560,266	2,827,002	565,400	
水利使用料	128	128	120	409	409	1,194	239	－	－	－	－	－	－	－	
補償費	11,235	11,915	12,564	6,712	55	42,482	8,496	1,387	1,387	1,387	1,387	1,392	6,940	1,388	
賃借料	11,354	10,645	10,522	9,544	8,933	50,998	10,200	6,443	6,462	6,466	6,511	6,352	32,234	6,447	
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託費	142,003	145,140	142,373	179,066	175,130	783,712	156,742	170,610	160,662	162,805	169,208	160,903	824,188	164,838	
損害保険料	29	28	402	34	16	508	102	14	14	14	14	14	70	14	
普及開発関係費	211	197	230	2,702	2,974	6,315	1,263	2,739	2,703	2,398	2,398	2,396	12,634	2,527	
養成費	968	879	773	2,650	1,698	6,969	1,394	1,431	1,418	1,432	1,448	1,432	7,161	1,432	
研究費	16,767	16,934	18,449	1,633	1,874	55,657	11,131	2,510	3,048	2,973	3,107	3,106	14,744	2,949	
諸費	31,915	38,774	37,088	51,563	53,717	213,057	42,611	53,097	55,407	58,562	57,996	59,382	284,444	56,889	
貸倒損	507	256	758	▲ 1	0	1,521	304	1	1	1	1	2	6	1	
減価償却費	269,880	267,338	253,493	257,778	260,353	1,308,841	261,768	272,385	287,741	315,921	325,067	322,766	1,523,880	304,776	
固定資産税	33,352	33,492	32,062	40,312	38,333	177,551	35,510	33,285	32,334	34,246	39,002	37,283	176,150	35,230	
雑税	2,789	2,476	2,646	1,334	569	9,814	1,963	1,835	1,835	1,835	1,835	1,834	9,174	1,835	
固定資産除却費	11,582	24,702	123,172	44,719	33,043	237,217	47,443	92,054	51,313	99,896	119,479	44,127	406,869	81,374	
共有設備費等分担額	147	119	134	－	－	400	80	－	－	－	－	－	－	－	
共有設備費等分担額（貸方）	▲ 21	▲ 24	▲ 8	－	－	▲ 53	▲ 11	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社購入電源費	72,356	123,174	122,658	109,814	222,248	650,250	130,050	503,981	566,944	565,048	564,212	565,392	2,765,577	553,115	
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	755	1,179	1,627	74	－	3,634	727	－	－	－	－	－	－	－	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
法人税等	－	52,423	－	－	－	52,423	10,485	98,567	98,567	98,567	98,567	98,567	492,835	98,567	
						－									
離島等供給に係る費用計	3,259,230	3,710,268	3,584,055	3,119,210	4,089,972	17,762,734	3,552,547	4,514,810	4,487,812	4,564,784	4,603,062	4,521,885	22,692,353	4,538,471	
（参考）事業報酬	52,515	52,515	52,515	52,515	52,515	262,575	52,515	63,499	64,598	65,923	67,433	69,153	330,606	66,121	

第５表

離島等供給に係る収益明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
電灯料	▲ 806,371	▲ 854,838	▲ 810,665	▲ 730,220	▲ 859,615	▲ 4,061,710	▲ 812,342	▲ 1,008,667	▲ 1,005,231	▲ 1,005,153	▲ 1,005,067	▲ 1,007,448	▲ 5,031,566	▲ 1,006,313	▲表示で記載
電力料	▲ 669,310	▲ 751,418	▲ 723,146	▲ 646,706	▲ 742,147	▲ 3,532,726	▲ 706,545	▲ 1,000,557	▲ 998,655	▲ 999,279	▲ 999,840	▲ 1,002,268	▲ 5,000,599	▲ 1,000,120	▲表示で記載
離島等供給に係る収益計	▲ 1,475,681	▲ 1,606,255	▲ 1,533,811	▲ 1,376,926	▲ 1,601,762	▲ 7,594,436	▲ 1,518,887	▲ 2,009,224	▲ 2,003,886	▲ 2,004,432	▲ 2,004,907	▲ 2,009,716	▲ 10,032,165	▲ 2,006,433	▲表示で記載

第６表
制御不能費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
減価償却費 ※1	51,867,736	51,393,437	39,041,997	39,575,519	34,863,834	216,742,524	43,348,505	37,755,333	36,413,643	34,980,477	32,164,409	29,408,841	170,722,703	34,144,541	
退職給与金 ※2	▲ 1,526,027	▲ 1,321,164	306,751	1,313,534	▲ 934,131	▲ 2,161,038	▲ 432,208	▲ 1,301,703	▲ 1,405,253	▲ 1,705,336	▲ 425,478	－	▲ 4,837,770	▲ 967,554	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	317,205	804,730	44,537	222,421	66,940	1,455,834	291,167	525,247	425,425	316,119	349,902	－	1,616,693	323,339	
賃借料 ※3	5,559,876	5,234,402	5,216,202	5,311,794	5,340,114	26,662,388	5,332,478	5,332,466	5,332,465	5,332,465	5,332,465	5,332,453	26,662,314	5,332,463	
諸費 ※4	402,710	425,117	595,040	730,231	852,711	3,005,809	601,162	1,014,953	1,014,754	1,015,040	1,015,365	1,015,663	5,075,775	1,015,155	
貸倒損	2,992	6,274	4,793	▲ 4,612	2,580,581	2,590,029	518,006	32,025	32,025	32,025	32,025	32,028	160,128	32,026	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	655,061	789,560	654,397	332,895	820,953	3,252,866	650,573	820,953	820,953	820,953	820,953	820,953	4,104,765	820,953	
インバランス収支過不足額 ※5	2,816,542	1,686,671	459,704	▲ 16,990,849	461,183	▲ 11,566,748	▲ 2,313,350	▲ 1,273,037	1,270,080	1,270,080	1,270,080	1,270,080	3,807,283	761,457	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	23,414,818	23,230,852	22,749,215	21,076,657	21,545,121	112,016,663	22,403,333	21,506,098	21,422,436	21,397,686	21,372,561	21,405,973	107,104,754	21,420,951	
事業税	2,703,884	2,614,413	2,594,822	3,293,213	3,051,420	14,257,752	2,851,550	3,641,964	3,724,025	3,687,736	3,835,794	3,886,463	18,775,982	3,755,196	
雑税	343,510	368,273	355,507	306,782	289,184	1,663,258	332,652	332,779	332,779	332,779	332,779	332,781	1,663,897	332,779	
法人税等	350,885	－	2,590,447	6,304,487	6,549,015	15,794,834	3,158,967	6,328,184	6,328,184	6,328,184	6,328,184	6,328,183	31,640,919	6,328,184	
賠償負担金相当金	－	－	－	848,114	1,738,013	2,586,127	517,225	1,825,133	1,825,133	1,825,133	1,825,133	1,825,133	9,125,665	1,825,133	
廃炉円滑化負担金相当金	－	－	－	430,688	882,595	1,313,283	262,657	790,639	518,244	518,244	518,244	518,244	2,863,615	572,723	
固定資産税 ※6	12,335,484	12,416,452	12,344,936	12,166,597	12,171,260	61,434,728	12,286,946	12,497,295	11,840,767	11,145,933	10,503,300	9,893,815	55,881,110	11,176,222	
調整力の確保に要する費用 ※7	8,138	19,569	15,214	▲ 99,764	52,695	▲ 4,148	▲ 830	580,570	7,680,176	5,301,069	5,074,055	6,574,154	25,210,024	5,042,005	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
制御不能費用計	99,252,816	97,668,587	86,973,563	74,817,708	90,331,489	449,044,162	89,808,832	90,408,899	97,575,836	92,598,587	90,349,771	88,644,764	459,577,857	91,915,571	

（記載注意）

※1：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※2：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。
※3：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
※4：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。
※5：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。
※6：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。
※7：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。
※8：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第６条第３項第１号関係

［減価償却費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	20,529,298	20,487,776	15,988,475	16,297,387	12,588,663	85,891,598	17,178,320	13,501,853	13,330,350	13,125,670	12,280,891	11,338,551	63,577,315	12,715,463	
変電設備	11,532,945	11,434,393	8,868,437	9,437,462	8,963,781	50,237,019	10,047,404	10,278,881	9,997,302	9,611,158	8,900,388	7,950,386	46,738,115	9,347,623	
配電設備	15,699,927	15,308,686	10,517,320	10,934,902	10,928,048	63,388,883	12,677,777	11,602,579	11,095,365	10,465,108	9,524,788	8,900,637	51,588,477	10,317,695	
業務設備	4,105,567	4,162,583	3,667,765	2,905,769	2,383,342	17,225,025	3,445,005	2,372,020	1,990,626	1,778,541	1,458,342	1,219,267	8,818,796	1,763,759	
合計	51,867,736	51,393,437	39,041,997	39,575,519	34,863,834	216,742,524	43,348,505	37,755,333	36,413,643	34,980,477	32,164,409	29,408,841	170,722,703	34,144,541	

（2）第６条第３項第２号関係

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
数理計算上の差異（2016年度以前発生分）	▲ 1,526,027	▲ 1,321,164	306,751	713,312	▲ 256,295	▲ 2,083,424	▲ 416,685	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2017年度発生分）	－	－	－	197,127	197,127	394,254	78,851	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2018年度発生分）	－	－	－	103,419	103,419	206,838	41,368	103,566	－	－	－	－	103,566	20,713	
数理計算上の差異（2019年度発生分）	－	－	－	299,676	299,675	599,351	119,870	300,103	300,099	－	－	－	600,202	120,040	
数理計算上の差異（2020年度発生分）	－	－	－	－	▲ 1,278,057	▲ 1,278,057	▲ 255,611	▲ 1,279,881	▲ 1,279,867	▲ 1,279,854	－	－	▲ 3,839,602	▲ 767,920	
数理計算上の差異（2021年度発生分）	－	－	－	－	－	－	－	▲ 425,491	▲ 425,485	▲ 425,482	▲ 425,478	－	▲ 1,701,936	▲ 340,387	
合計	▲ 1,526,027	▲ 1,321,164	306,751	1,313,534	▲ 934,131	▲ 2,161,038	▲ 432,208	▲ 1,301,703	▲ 1,405,253	▲ 1,705,336	▲ 425,478	－	▲ 4,837,770	▲ 967,554	

数理計算上の差異の償却年数（年）	5

（3）第６条第３項第３号関係

［ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
分析（採油含む）	14,002	19,171	12,243	68,688	120,437	234,542	46,908	144,202	142,460	139,872	138,662	－	565,196	113,039	
運搬・処理	242,224	703,006	25,070	119,037	▲ 91,345	997,992	199,598	193,045	200,965	176,247	211,240	－	781,497	156,299	
その他	60,979	82,554	7,223	34,696	37,847	223,300	44,660	188,000	82,000	－	－	－	270,000	54,000	
合計	317,205	804,730	44,537	222,421	66,940	1,455,834	291,167	525,247	425,425	316,119	349,902	－	1,616,693	323,339	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
道路占用料	1,199,804	862,894	808,977	836,495	838,804	4,546,975	909,395	909,388	909,387	909,387	909,387	909,383	4,546,932	909,386	
水面使用料	2,261	2,281	2,281	21	21	6,866	1,373	1,371	1,371	1,371	1,371	1,370	6,854	1,371	
線路使用料	1,053,890	1,054,935	1,056,200	1,057,278	1,058,833	5,281,137	1,056,227	1,056,225	1,056,225	1,056,225	1,056,225	1,056,226	5,281,126	1,056,225	
電柱敷地料	3,175,021	3,192,986	3,221,206	3,258,410	3,283,928	16,131,551	3,226,310	3,226,310	3,226,310	3,226,310	3,226,310	3,226,312	16,131,552	3,226,310	
線下補償料	45,336	43,650	45,055	69,953	74,357	278,351	55,670	55,671	55,671	55,671	55,671	55,667	278,351	55,670	
河敷料	37,079	31,031	37,455	38,946	42,661	187,172	37,434	37,434	37,434	37,434	37,434	37,434	187,170	37,434	
占用関係借地料	46,484	46,625	45,027	50,690	41,510	230,336	46,067	46,067	46,067	46,067	46,067	46,061	230,329	46,066	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	5,559,876	5,234,402	5,216,202	5,311,794	5,340,114	26,662,388	5,332,478	5,332,466	5,332,465	5,332,465	5,332,465	5,332,453	26,662,314	5,332,463	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
受益者負担金	262	139	2,738	10,706	38,460	52,305	10,461	10,462	10,462	10,462	10,462	10,458	52,306	10,461	
推進機関の会費（特別会費を含む）	402,448	424,977	592,301	719,526	747,130	2,886,382	577,276	584,146	584,146	584,146	584,146	584,146	2,920,730	584,146	
災害等扶助拠出金	－	－	－	－	67,121	67,121	13,424	420,345	420,146	420,432	420,757	421,059	2,102,739	420,548	
合計	402,710	425,117	595,040	730,231	852,711	3,005,809	601,162	1,014,953	1,014,754	1,015,040	1,015,365	1,015,663	5,075,775	1,015,155	

［貸倒損］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
貸倒損引当額	2,992	6,274	4,793	▲ 4,612	2,580,448	2,589,895	517,979	31,958	31,958	31,958	31,958	31,958	159,790	31,958	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	－	－	－	－	134	134	27	67	67	67	67	70	338	68	
合計	2,992	6,274	4,793	▲ 4,612	2,580,581	2,590,029	518,006	32,025	32,025	32,025	32,025	32,028	160,128	32,026	

［振替損失調整額］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
振替損失電力量（千kWh）	101,168	92,834	94,970	59,808	76,376	425,155	85,031	76,376	76,376	76,376	76,376	76,376	381,880	76,376	
振替損失調整額	655,061	789,560	654,397	332,895	820,953	3,252,866	650,573	820,953	820,953	820,953	820,953	820,953	4,104,765	820,953	

［インバランス収支過不足額］

参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額（千円）	▲ 1,273,037

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
インバランス収支過不足額	2,816,542	1,686,671	459,704	▲ 16,990,849	461,183	▲ 11,566,748	▲ 2,313,350	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
「参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額」に係る回収・還元調整額								▲ 1,273,037	1,270,080	1,270,080	1,270,080	1,270,080	3,807,283	761,457	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年度の収支過不足額に伴う調整額として 5,080,320千円が含まれる
合計								▲ 1,273,037	1,270,080	1,270,080	1,270,080	1,270,080	3,807,283	761,457	

（4）第６条第３項第８号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
法第二十八条の四十第一項第五号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	8,831,667	2,888,827	4,848,958	7,803,011	24,372,463	4,874,493	
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用	20,255	19,696	15,420	15,302	18,781	89,454	17,891	17,244	120,040	3,683,773	1,496,628	42,675	5,360,360	1,072,072	
電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
最終保障供給に係る利益又は損失	▲ 12,117	▲ 127	▲ 206	▲ 115,066	33,914	▲ 93,602	▲ 18,720	563,326	▲ 1,271,531	▲ 1,271,531	▲ 1,271,531	▲ 1,271,532	▲ 4,522,799	▲ 904,560	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年3月～2023年3月までの調整額として ▲4,429,198千円が含まれる
合計	8,138	19,569	15,214	▲ 99,764	52,695	▲ 4,148	▲ 830	580,570	7,680,176	5,301,069	5,074,055	6,574,154	25,210,024	5,042,005	

第７表

事後検証費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
託送料 ※1	25,102	24,772	24,845	78,350	678,228	831,298	166,260	511,256	510,030	454,360	477,014	576,348	2,529,008	505,802	
補償費	1,471,081	2,363,946	900,727	730,160	762,617	6,228,530	1,245,706	1,082,751	1,082,751	1,082,751	1,082,751	1,082,756	5,413,760	1,082,752	
事業者間精算費	5,540,945	4,232,896	3,315,606	1,960,421	2,099,073	17,148,940	3,429,788	2,099,073	2,099,073	2,099,073	2,099,073	2,099,073	10,495,365	2,099,073	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	153,037	2,846,513	－	－	202,915	3,202,465	640,493	225,683	225,684	225,683	225,683	225,684	1,128,417	225,683	
調整力の確保に要する費用 ※3	8,648,098	12,547,869	8,462,379	10,970,397	13,236,770	53,865,514	10,773,103	19,489,744	31,221,903	36,646,461	31,987,019	31,808,178	151,153,305	30,230,661	
発電抑制に要する費用 ※4	－	－	－	－	－	－	－	2,974	5,204	7,435	10,781	13,011	39,405	7,881	
事後検証費用計	15,838,263	22,015,996	12,703,558	13,739,327	16,979,603	81,276,747	16,255,349	23,411,481	35,144,645	40,515,763	35,882,321	35,805,050	170,759,260	34,151,852	

（記載注意）

※1：連系線の増強等に係る費用に限る。

※2：災害等扶助交付金を含む。

※3：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。

※4：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第７条第３項第１号関係

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
広域系統整備計画	－	－	－	－	－	－	－	－	309	24,152	47,421	214,967	286,849	57,370	
周波数変換設備（広域系統整備計画を除く）	25,102	24,772	24,845	78,350	678,228	831,298	166,260	511,256	509,721	430,208	429,593	361,381	2,242,159	448,432	
合計	25,102	24,772	24,845	78,350	678,228	831,298	166,260	511,256	510,030	454,360	477,014	576,348	2,529,008	505,802	

［事業者間精算費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	4,800	156	521	3,354	10,783	19,614	3,923	10,783	10,783	10,783	10,783	10,783	53,915	10,783	
	電力量料金	7,441	243	796	4,878	10,207	23,564	4,713	10,207	10,207	10,207	10,207	10,207	51,035	10,207	
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	15,872	5,370	13,415	82,923	102,171	219,751	43,950	102,171	102,171	102,171	102,171	102,171	510,855	102,171	
	電力量料金	5,714	1,933	4,829	29,852	36,781	79,110	15,822	36,781	36,781	36,781	36,781	36,781	183,905	36,781	
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	41,482	47,709	29,300	162,288	334,103	614,883	122,977	334,103	334,103	334,103	334,103	334,103	1,670,515	334,103	
	電力量料金	50,608	58,205	35,746	197,992	407,606	750,157	150,031	407,606	407,606	407,606	407,606	407,606	2,038,030	407,606	
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	57,883	89,677	243,753	299,121	413,747	1,104,181	220,836	413,747	413,747	413,747	413,747	413,747	2,068,735	413,747	
	電力量料金	10,181	16,472	39,933	50,498	68,013	185,096	37,019	68,013	68,013	68,013	68,013	68,013	340,065	68,013	
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	2,283	18,495	95,360	34,376	32,263	182,778	36,556	32,263	32,263	32,263	32,263	32,263	161,315	32,263	
	電力量料金	639	5,179	26,701	9,625	9,034	51,178	10,236	9,034	9,034	9,034	9,034	9,034	45,170	9,034	
関西電力送配電	電力量（千kWh）	712,508	1,164,773	561,696	536,997	765,280	3,741,255	748,251	765,280	765,280	765,280	765,280	765,280	3,826,400	765,280	
	電力量料金	163,877	267,898	129,190	123,509	176,014	860,489	172,098	176,014	176,014	176,014	176,014	176,014	880,070	176,014	
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）															
	電力量料金															
四国電力送配電	電力量（千kWh）	3,359,468	1,245,363	233,589	71,949	168,636	5,079,006	1,015,801	168,636	168,636	168,636	168,636	168,636	843,180	168,636	
	電力量料金	2,553,146	942,298	156,797	43,899	88,563	3,784,703	756,941	88,563	88,563	88,563	88,563	88,563	442,815	88,563	
九州電力送配電	電力量（千kWh）	9,819,067	10,502,386	10,434,337	5,357,742	4,653,053	40,766,585	8,153,317	4,653,053	4,653,053	4,653,053	4,653,053	4,653,053	23,265,265	4,653,053	
	電力量料金	2,749,339	2,940,668	2,921,614	1,500,168	1,302,855	11,414,644	2,282,929	1,302,855	1,302,855	1,302,855	1,302,855	1,302,855	6,514,275	1,302,855	
合計	電力量（千kWh）	14,013,364	13,073,931	11,611,972	6,548,751	6,480,036	51,728,053	10,345,611	6,480,036	6,480,036	6,480,036	6,480,036	6,480,036	32,400,180	6,480,036	
	電力量料金	5,540,945	4,232,896	3,315,606	1,960,421	2,099,073	17,148,940	3,429,788	2,099,073	2,099,073	2,099,073	2,099,073	2,099,073	10,495,365	2,099,073	

（2）第７条第３項第２号関係

［補償費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
定期的補償費	904	1,023	749	132	133	2,940	588	621	621	621	621	624	3,108	622	
臨時的補償費	724,131	1,963,699	838,183	789,444	703,933	5,019,389	1,003,878	1,003,879	1,003,879	1,003,879	1,003,879	1,003,879	5,019,395	1,003,879	
損害賠償費	746,046	399,224	61,795	▲ 59,415	58,551	1,206,201	241,240	78,251	78,251	78,251	78,251	78,253	391,257	78,251	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	1,471,081	2,363,946	900,727	730,160	762,617	6,228,530	1,245,706	1,082,751	1,082,751	1,082,751	1,082,751	1,082,756	5,413,760	1,082,752	

（3）第７条第３項第３号関係

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
委託費	833	55,738	－	－	369	56,940	11,388	5,952	5,952	5,952	5,952	5,952	29,760	5,952	
修繕費	151,757	2,252,804	－	－	228,277	2,632,838	526,568	314,660	314,660	314,660	314,660	314,660	1,573,300	314,660	
固定資産除却費	－	371,759	－	－	－	371,759	74,352	37,283	37,283	37,283	37,283	37,283	186,415	37,283	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	▲ 35,099	▲ 35,099	▲ 7,020	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 752,400	▲ 150,480	▲表示で記載
その他	447	166,212	－	－	9,368	176,027	35,205	18,268	18,269	18,268	18,268	18,269	91,342	18,268	
合計	153,037	2,846,513	－	－	202,915	3,202,465	640,493	225,683	225,684	225,683	225,683	225,684	1,128,417	225,683	

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］過去10年間の実績額

（単位：千円）

	2012年度（実績）	2013年度（実績）	2014年度（実績）	2015年度（実績）	2016年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 10ヶ年計	参照期間 10ヶ年平均	備考
委託費	－	－	1,744	898	－			833	55,738	－	－	369	59,581	5,958	
修繕費	－	－	238,554	269,281	5,918			151,757	2,252,804	－	－	228,277	3,146,591	314,659	
固定資産除却費	－	－	1,070	－	－			－	371,759	－	－	－	372,829	37,283	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	－			－	－	－	－	▲ 35,099	▲ 35,099	▲ 3,510	▲表示で記載
その他	－	－	4,018	2,617	－			447	166,212	－	－	9,368	182,662	18,266	
合計	－	－	245,386	272,795	5,918			153,037	2,846,513	－	－	202,915	3,726,564	372,656	

（4）第７条第３項第４号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
一般送配電事業者が、電気の周波数の値の維持及びインバランスを調整するための指令をすることができる調整電源等を公募により調達するのに要する費用	7,176,030	6,742,219	6,956,552	10,597,237	9,885,262	41,357,300	8,271,460	10,466,349	－	－	－	－	10,466,349	2,093,270	
一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用	945,832	5,805,650	1,505,827	▲ 528,021	2,536,700	10,265,989	2,053,198	2,128,513	－	－	－	－	2,128,513	425,703	
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用	－	－	－	－	－	－	－	6,034,274	30,361,295	35,785,853	31,126,411	30,947,570	134,255,403	26,851,081	
その他	526,237	－	－	901,180	814,808	2,242,225	448,445	860,608	860,608	860,608	860,608	860,608	4,303,040	860,608	
合計	8,648,098	12,547,869	8,462,379	10,970,397	13,236,770	53,865,514	10,773,103	19,489,744	31,221,903	36,646,461	31,987,019	31,808,178	151,153,305	30,230,661	

第８表

次世代投資費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
減価償却費	－	－	－	－	－	－	－	2,588	56,644	225,973	518,908	925,288	1,729,401	345,880	
固定資産税	－	－	－	－	－	－	－	－	1,147	22,994	60,248	131,088	215,477	43,095	
研究費	－	－	7,561	4,473	9,715	21,748	4,350	77,778	80,000	50,000	10,000	10,000	227,778	45,556	
委託費	－	－	－	－	181,942	181,942	36,388	1,066,000	2,109,900	3,026,400	4,117,475	1,370,489	11,690,264	2,338,053	
諸費	－	－	7,317	15,062	26,870	49,250	9,850	443,767	1,332,605	1,833,687	2,866,009	5,704,859	12,180,927	2,436,185	
修繕費	－	－	－	－	－	－	－	1,539,770	2,481,034	2,617,433	5,135,756	5,415,939	17,189,932	3,437,986	
その他	－	－	－	12,480	－	12,480	2,496	20,800	74,250	276,001	276,001	325,690	972,742	194,548	
次世代投資費用計	－	－	14,878	32,015	218,527	265,420	53,084	3,150,703	6,135,580	8,052,488	12,984,397	13,883,353	44,206,521	8,841,304	

第９表

事業報酬明細表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産		916,574,252	929,354,198	948,744,746	969,737,485	997,572,954	4,761,983,635	952,396,727	
建設中の資産		14,025,617	16,381,519	16,990,716	18,981,105	17,413,723	83,792,680	16,758,536	
特定投資		6,119,585	5,644,315	5,207,978	4,808,537	4,440,794	26,221,209	5,244,242	
運転資本	営業資本	23,853,177	25,855,795	26,373,928	26,687,946	26,877,682	129,648,528	25,929,706	
	貯蔵品	3,793,240	3,823,925	3,860,149	3,899,219	3,940,024	19,316,557	3,863,311	
	計	27,646,417	29,679,720	30,234,077	30,587,165	30,817,706	148,965,085	29,793,017	
繰延償却資産		－	－	－	－	－	－	－	
レートベース		964,365,871	981,059,752	1,001,177,517	1,024,114,292	1,050,245,177	5,020,962,609	1,004,192,522	
報酬率		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	
事業報酬		14,465,488	14,715,896	15,017,663	15,361,714	15,753,678	75,314,439	15,062,888	

第１０表

追加事業報酬明細表

（単位：千円）

	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
追加事業報酬額	45,897	42,332	39,060	36,064	33,306	196,659	39,332	
追加事業報酬計	45,897	42,332	39,060	36,064	33,306	196,659	39,332	

第１１表

追加事業報酬対象額明細表

（単位：千円）

	設備名称	区間	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産	飛騨信濃周波数変換設備	東京～中部	6,119,585	5,644,315	5,207,978	4,808,537	4,440,794	26,221,209	5,244,242	
特定固定資産										
特定固定資産										
建設中の資産										
建設中の資産										
建設中の資産										
合計			6,119,585	5,644,315	5,207,978	4,808,537	4,440,794	26,221,209	5,244,242	

第１２表

控除収益明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
地帯間販売送電料	▲ 15	▲ 4	▲ 106	▲ 221	▲ 2	▲ 349	▲ 70	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売電源料	－	－	－	－	▲ 28	▲ 28	▲ 6	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
託送収益 ※1	▲ 31,430	▲ 52,901	▲ 70,902	▲ 328,660	▲ 515,600	▲ 999,492	▲ 199,898	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 506,136	▲ 2,568,112	▲ 513,622	▲表示で記載
事業者間精算収益	▲ 4,609,147	▲ 3,186,370	▲ 1,760,279	▲ 3,356,562	▲ 4,072,266	▲ 16,984,624	▲ 3,396,925	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 20,361,330	▲ 4,072,266	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	▲ 3,866,215	▲ 4,088,136	▲ 3,965,915	▲ 9,850,042	▲ 10,458,309	▲ 32,228,618	▲ 6,445,724	▲ 9,195,191	▲ 9,227,374	▲ 9,274,985	▲ 9,318,578	▲ 9,369,621	▲ 46,385,749	▲ 9,277,150	▲表示で記載
預金利息	▲ 4,695	▲ 1,969	▲ 4,968	▲ 18,777	▲ 3,102	▲ 33,511	▲ 6,702	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 15,510	▲ 3,102	▲表示で記載
控除収益計	▲ 8,511,501	▲ 7,329,380	▲ 5,802,171	▲ 13,554,262	▲ 15,049,308	▲ 50,246,622	▲ 10,049,324	▲ 13,786,053	▲ 13,818,236	▲ 13,865,847	▲ 13,909,440	▲ 13,951,125	▲ 69,330,701	▲ 13,866,140	

（記載注意）

※1：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。

※2：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（1）第１１条第３項関係

［託送収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
全国融通・広域需給調整	▲ 176	▲ 25,414	▲ 26,506	▲ 236,265	▲ 444,495	▲ 732,855	▲ 146,571	▲ 444,495	▲ 444,495	▲ 444,495	▲ 444,495	▲ 444,495	▲ 2,222,475	▲ 444,495	▲表示で記載
契約超過金・給電手数料	▲ 31,254	▲ 27,487	▲ 44,396	▲ 83,001	▲ 61,641	▲ 247,779	▲ 49,556	▲ 61,641	▲ 61,641	▲ 61,641	▲ 61,641	▲ 61,641	▲ 308,205	▲ 61,641	▲表示で記載
取引用計量装置・電源線除却損相当額	－	－	－	▲ 9,393	▲ 9,465	▲ 18,858	▲ 3,772	▲ 9,358	▲ 9,358	▲ 9,358	▲ 9,358	－	▲ 37,432	▲ 7,486	▲表示で記載
															▲表示で記載
															▲表示で記載
合計	▲ 31,430	▲ 52,901	▲ 70,902	▲ 328,660	▲ 515,600	▲ 999,492	▲ 199,898	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 506,136	▲ 2,568,112	▲ 513,622	

［事業者間精算収益］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 3,653	▲ 641	▲ 4,078	▲ 8,719	▲ 11,866	▲ 28,957	▲ 5,791	▲ 11,866	▲ 11,866	▲ 11,866	▲ 11,866	▲ 11,866	▲ 59,330	▲ 11,866	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 1,096	▲ 192	▲ 1,223	▲ 2,616	▲ 3,560	▲ 8,687	▲ 1,737	▲ 3,560	▲ 3,560	▲ 3,560	▲ 3,560	▲ 3,560	▲ 17,800	▲ 3,560	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 8,431	▲ 5,392	▲ 6,137	▲ 98,739	▲ 107,880	▲ 226,580	▲ 45,316	▲ 107,880	▲ 107,880	▲ 107,880	▲ 107,880	▲ 107,880	▲ 539,400	▲ 107,880	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 2,529	▲ 1,618	▲ 1,841	▲ 29,622	▲ 32,364	▲ 67,974	▲ 13,595	▲ 32,364	▲ 32,364	▲ 32,364	▲ 32,364	▲ 32,364	▲ 161,820	▲ 32,364	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 922,305	▲ 1,342,428	▲ 918,377	▲ 785,344	▲ 975,720	▲ 4,944,175	▲ 988,835	▲ 975,720	▲ 975,720	▲ 975,720	▲ 975,720	▲ 975,720	▲ 4,878,600	▲ 975,720	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 276,692	▲ 402,728	▲ 275,513	▲ 235,603	▲ 292,716	▲ 1,483,252	▲ 296,650	▲ 292,716	▲ 292,716	▲ 292,716	▲ 292,716	▲ 292,716	▲ 1,463,580	▲ 292,716	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 1,141,589	▲ 891,482	▲ 960,579	▲ 1,718,310	▲ 2,740,564	▲ 7,452,526	▲ 1,490,505	▲ 2,740,564	▲ 2,740,564	▲ 2,740,564	▲ 2,740,564	▲ 2,740,564	▲ 13,702,820	▲ 2,740,564	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 342,477	▲ 267,445	▲ 288,174	▲ 515,493	▲ 822,169	▲ 2,235,758	▲ 447,152	▲ 822,169	▲ 822,169	▲ 822,169	▲ 822,169	▲ 822,169	▲ 4,110,845	▲ 822,169	▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 50,210	▲ 282,660	▲ 95,254	▲ 103,350	▲ 83,884	▲ 615,358	▲ 123,072	▲ 83,884	▲ 83,884	▲ 83,884	▲ 83,884	▲ 83,884	▲ 419,420	▲ 83,884	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 15,063	▲ 84,798	▲ 28,576	▲ 31,005	▲ 25,165	▲ 184,607	▲ 36,921	▲ 25,165	▲ 25,165	▲ 25,165	▲ 25,165	▲ 25,165	▲ 125,825	▲ 25,165	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 8,149,011	▲ 5,005,077	▲ 3,744,958	▲ 8,149,546	▲ 9,288,753	▲ 34,337,344	▲ 6,867,469	▲ 9,288,753	▲ 9,288,753	▲ 9,288,753	▲ 9,288,753	▲ 9,288,753	▲ 46,443,765	▲ 9,288,753	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 2,444,703	▲ 1,501,523	▲ 1,123,487	▲ 2,444,864	▲ 2,786,626	▲ 10,301,203	▲ 2,060,241	▲ 2,786,626	▲ 2,786,626	▲ 2,786,626	▲ 2,786,626	▲ 2,786,626	▲ 13,933,130	▲ 2,786,626	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）															▲表示で記載
	電力量料金															▲表示で記載
四国電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 3,267,242	▲ 2,190,587	▲ 29,156	▲ 86,332	▲ 36,307	▲ 5,609,624	▲ 1,121,925	▲ 36,307	▲ 36,307	▲ 36,307	▲ 36,307	▲ 36,307	▲ 181,535	▲ 36,307	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 980,173	▲ 657,176	▲ 8,747	▲ 25,899	▲ 10,892	▲ 1,682,887	▲ 336,577	▲ 10,892	▲ 10,892	▲ 10,892	▲ 10,892	▲ 10,892	▲ 54,460	▲ 10,892	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 1,821,381	▲ 902,965	▲ 109,057	▲ 238,201	▲ 329,246	▲ 3,400,849	▲ 680,170	▲ 329,246	▲ 329,246	▲ 329,246	▲ 329,246	▲ 329,246	▲ 1,646,230	▲ 329,246	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 546,414	▲ 270,889	▲ 32,717	▲ 71,460	▲ 98,774	▲ 1,020,255	▲ 204,051	▲ 98,774	▲ 98,774	▲ 98,774	▲ 98,774	▲ 98,774	▲ 493,870	▲ 98,774	▲表示で記載
合計	電力量（千kWh）	▲ 15,363,822	▲ 10,621,232	▲ 5,867,596	▲ 11,188,541	▲ 13,574,221	▲ 56,615,413	▲ 11,323,083	▲ 13,574,220	▲ 13,574,220	▲ 13,574,220	▲ 13,574,220	▲ 13,574,220	▲ 67,871,100	▲ 13,574,220	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 4,609,147	▲ 3,186,370	▲ 1,760,279	▲ 3,356,562	▲ 4,072,266	▲ 16,984,624	▲ 3,396,925	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 20,361,330	▲ 4,072,266	▲表示で記載

［電気事業雑収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
契約超過金	▲ 43,486	▲ 57,319	▲ 23,290	▲ 144	▲ 210	▲ 124,450	▲ 24,890	▲ 177	▲ 177	▲ 177	▲ 177	▲ 177	▲ 885	▲ 177	▲表示で記載
違約金	▲ 258	22	▲ 483	－	▲ 465	▲ 1,184	▲ 237	▲ 233	▲ 233	▲ 233	▲ 233	▲ 233	▲ 1,165	▲ 233	▲表示で記載
諸貸付料	▲ 56	▲ 53	▲ 53	▲ 237	▲ 237	▲ 637	▲ 127	▲ 237	▲ 237	▲ 237	▲ 237	▲ 237	▲ 1,185	▲ 237	▲表示で記載
受託運転益	▲ 15	▲ 14	▲ 16	▲ 52	▲ 55	▲ 152	▲ 30	▲ 54	▲ 54	▲ 54	▲ 54	▲ 54	▲ 270	▲ 54	▲表示で記載
器具販売益	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
受託工事益	▲ 19,519	▲ 17,684	▲ 15,077	▲ 61,602	▲ 50,412	▲ 164,295	▲ 32,859	▲ 52,858	▲ 52,858	▲ 52,858	▲ 52,858	▲ 52,858	▲ 264,290	▲ 52,858	▲表示で記載
広告料	▲ 3,560	▲ 3,440	▲ 2,941	▲ 10,778	▲ 9,760	▲ 30,480	▲ 6,096	▲ 10,412	▲ 10,412	▲ 10,412	▲ 10,412	▲ 10,412	▲ 52,060	▲ 10,412	▲表示で記載
供給雑収	▲ 1,429,494	▲ 1,674,852	▲ 1,565,984	▲ 1,454,132	▲ 1,684,848	▲ 7,809,311	▲ 1,561,862	▲ 1,767,637	▲ 1,773,100	▲ 1,773,100	▲ 1,773,100	▲ 1,773,100	▲ 8,860,037	▲ 1,772,007	▲表示で記載
系統設置交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
広域系統整備交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
雑口	▲ 2,369,826	▲ 2,334,796	▲ 2,358,072	▲ 8,323,095	▲ 8,712,320	▲ 24,098,109	▲ 4,819,622	▲ 7,363,583	▲ 7,390,303	▲ 7,437,914	▲ 7,481,507	▲ 7,532,550	▲ 37,205,857	▲ 7,441,171	▲表示で記載
合計	▲ 3,866,215	▲ 4,088,136	▲ 3,965,915	▲ 9,850,042	▲ 10,458,309	▲ 32,228,618	▲ 6,445,724	▲ 9,195,191	▲ 9,227,374	▲ 9,274,985	▲ 9,318,578	▲ 9,369,621	▲ 46,385,749	▲ 9,277,150	▲表示で記載
（再掲）共架料	▲ 909,141	▲ 869,414	▲ 878,768	▲ 3,984,323	▲ 4,054,701	▲ 10,696,348	▲ 2,139,270	▲ 1,843,948	▲ 1,854,618	▲ 1,865,350	▲ 1,876,144	▲ 1,887,001	▲ 9,327,061	▲ 1,865,412	▲表示で記載
（参考）災害等扶助交付金	－	－	－	－	▲ 35,099	▲ 35,099	▲ 7,020	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 752,400	▲ 150,480	▲表示で記載

4　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

様式第３（第８条関係）

７部門整理表（１）

（単位：千円）

	水　力 発電費			火　力 発電費			新エネルギー等発電等費			送電費		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般
役員給与	－	－	－	－	－	－	－	－	－	89,128	－	89,128
給料手当	－	－	－	－	－	－	－	－	－	24,606,752	14,824,508	9,782,244
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲1,213,621	▲1,127,470	▲86,151
退職給与金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	722,797	－	722,797
厚生費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	4,794,389	2,251,986	2,542,403
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	－	－	－	－	－	－	78,827	30,945	47,882
燃料費	－	－	－	12,626,564	12,626,564	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	－	－	－	185,682	185,682	－	－	－	－	496,715	269,566	227,149
修繕費	－	－	－	2,811,072	2,811,072	－	－	－	－	24,041,598	23,142,798	898,800
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	6,784	6,777	7	－	－	－	3,750,112	3,746,086	4,026
賃借料	－	－	－	1,491	1,346	145	－	－	－	13,126,463	10,539,706	2,586,757
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	21,168,341	21,168,341	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	10,495,365	10,495,365	－
委託費	－	－	－	589,599	510,851	78,748	－	－	－	16,167,836	13,743,139	2,424,697
損害保険料	－	－	－	70	40	30	－	－	－	15,806	9,065	6,741
普及開発関係費	－	－	－	12,201	－	12,201	239	－	239	190,406	－	190,406
養成費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	354,663	－	354,663
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3,994,268	－	3,994,268
諸費	－	－	－	4,739	4,739	－	－	－	－	14,317,796	1,435,999	12,881,797
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	－	－	－	173,708	173,708	－	－	－	－	20,418,069	20,198,394	219,675
雑税	－	－	－	2,042	1,172	870	－	－	－	174,280	100,018	74,262
減価償却費	－	－	－	1,494,288	1,494,288	－	291,149	291,149	－	72,818,772	71,679,209	1,139,563
固定資産除却費	－	－	－	401,295	401,295	－	－	－	－	21,452,661	21,001,337	451,324
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	208,045	208,045	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲3,107,900	▲3,107,900	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲33,023	－	▲33,023
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	－	－	－	460,155	－	460,155	8,997	－	8,997	6,750,659	－	6,750,659
電気事業報酬	－	－	－	325,727	－	325,727	75,719	－	75,719	24,244,891	－	24,244,891
合計	－	－	－	19,095,417	18,217,534	877,883	376,104	291,149	84,955	280,124,095	210,609,137	69,514,958

（記載注意）

１　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。
２　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　１　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。
　　２　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。
　　３　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第３（第８条関係）

７部門整理表（２）

（単位：千円）

	変電費			配電費			販売費			合計	帰属方法別（%）		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般		直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	111,696	－	111,696	288,293	－	288,293	123,153	－	123,153	612,270	－	100.0%	－
給料手当	32,481,637	22,509,037	9,972,600	85,365,675	68,365,122	17,000,553	35,929,057	28,197,792	7,731,265	178,383,121	86.3%	13.7%	－
給料手当振替額（貸方）	▲1,341,604	▲1,253,776	▲87,828	▲2,408,857	▲2,259,135	▲149,722	▲95,284	▲27,195	▲68,089	▲5,059,366	95.8%	4.2%	－
退職給与金	905,818	－	905,818	2,337,957	－	2,337,957	998,719	－	998,719	4,965,291	－	100.0%	－
厚生費	6,107,332	3,515,455	2,591,877	15,159,097	10,740,656	4,418,441	6,508,576	4,499,222	2,009,354	32,569,394	80.6%	19.4%	－
委託検針費	－	－	－	3,215,178	3,215,178	－	－	－	－	3,215,178	100.0%	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	174	174	－	174	100.0%	－	－
雑給	89,757	29,750	60,007	1,558,905	1,404,025	154,880	1,538,272	1,472,112	66,160	3,265,761	89.9%	10.1%	－
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	12,626,564	100.0%	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	805,357	520,692	284,665	3,092,584	2,357,850	734,734	1,010,922	697,061	313,861	5,591,260	72.1%	27.9%	－
修繕費	20,969,129	19,818,328	1,150,801	260,945,363	257,938,654	3,006,709	1,868,719	－	1,868,719	310,635,881	97.8%	2.2%	－
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	26,098	26,070	28	1,663,165	1,661,380	1,785	14,511	14,495	16	5,460,670	99.9%	－	0.1%
賃借料	4,793,659	2,800,358	1,993,301	37,710,907	30,275,781	7,435,126	2,711,974	－	2,711,974	58,344,494	75.0%	16.7%	8.3%
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	21,168,341	100.0%	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	10,495,365	100.0%	－	－
委託費	4,099,498	2,721,365	1,378,133	80,896,102	69,072,724	11,823,378	30,162,681	25,448,823	4,713,858	131,915,716	85.1%	1.8%	13.1%
損害保険料	4,150	2,380	1,770	19,999	11,470	8,529	－	－	－	40,025	57.4%	－	42.6%
普及開発関係費	116,223	－	116,223	463,981	－	463,981	101,747	21,368	80,379	884,797	3.7%	－	96.3%
養成費	444,468	－	444,468	1,147,191	－	1,147,191	669,585	－	669,585	2,615,907	6.9%	93.1%	－
研究費	409,503	－	409,503	1,334,797	－	1,334,797	1,978,900	－	1,978,900	7,717,468	68.1%	－	31.9%
諸費	11,339,655	739,769	10,599,886	46,922,832	8,731,425	38,191,407	30,687,108	7,207,480	23,479,628	103,272,130	44.0%	－	56.0%
貸倒損	－	－	－	－	－	－	160,134	160,134	－	160,134	100.0%	－	－
固定資産税	11,878,271	11,572,057	306,214	30,988,041	30,125,702	862,339	449,900	－	449,900	63,907,989	97.1%	2.9%	－
雑税	717,666	411,870	305,796	117,498	67,431	50,067	661,585	379,686	281,899	1,673,071	57.4%	－	42.6%
減価償却費	57,128,033	55,539,548	1,588,485	67,700,007	63,226,617	4,473,390	5,898,324	－	5,898,324	205,330,573	95.4%	4.6%	－
固定資産除却費	11,941,705	11,312,585	629,120	34,259,799	32,488,112	1,771,687	924,325	－	924,325	68,979,785	94.5%	5.5%	－
共有設備費等分担額	－	－	－	119,980	119,980	－	－	－	－	328,025	100.0%	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲3,107,900	100.0%	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	▲1,408	－	▲1,408	－	－	－	－	－	－	▲34,431	100.0%	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	4,383,366	－	4,383,366	17,499,078	－	17,499,078	3,031,499	－	3,031,499	32,133,754	－	－	100.0%
電気事業報酬	14,480,939	－	14,480,939	35,734,599	－	35,734,599	452,564	－	452,564	75,314,439	97.4%	0.8%	1.8%
合　計	181,890,948	130,265,488	51,625,460	726,132,171	577,542,972	148,589,199	125,787,145	68,071,152	57,715,993	1,333,405,880	85.6%	5.6%	8.8%

（記載注意）

1　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。
2　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　1　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。
　　2　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。
　　3　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第４（第１０条関係）

送配電関連費整理表（１）

（単位：千円）

	総離島等供給費				総アンシラリーサービス費	総送電費	受電用変電サービス費	配電用変電サービス費
		水力発電費分	火力発電費分	新エネルギー等発電等費分				
役員給与	－	－	－	－		89,128	60,798	50,898
給料手当	－	－	－	－		24,606,752	17,680,405	14,801,232
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－		▲1,213,621	▲730,262	▲611,342
退職給与金	－	－	－	－		722,797	493,055	412,763
厚生費	－	－	－	－		4,794,389	3,324,343	2,782,989
委託検針費	－	－	－	－		－	－	－
委託集金費	－	－	－	－		－	－	－
雑給	－	－	－	－		78,827	48,857	40,900
燃料費	12,626,564	－	12,626,564	－		－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－		－	－	－
消耗品費	185,682	－	185,682	－		496,715	438,372	366,985
修繕費	2,811,072	－	2,811,072	－		24,041,598	15,463,474	5,505,655
水利使用料	－	－	－	－		－	－	－
補償費	6,784	－	6,784	－		3,750,112	3,339	22,759
賃借料	1,491	－	1,491	－		13,126,463	3,535,036	1,258,623
託送料	－	－	－	－		21,168,341	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－		10,495,365	－	－
委託費	589,599	－	589,599	－		16,167,836	3,023,134	1,076,364
損害保険料	70	－	70	－		15,806	531	3,619
普及開発関係費	12,440	－	12,201	239		190,406	63,263	52,960
養成費	－	－	－	－		354,663	241,933	202,535
研究費	－	－	－	－		3,994,268	222,901	186,602
諸費	4,739	－	4,739	－		14,317,796	6,172,401	5,167,254
貸倒損	－	－	－	－		－	－	－
固定資産税	173,708	－	173,708	－		20,418,069	6,115,409	5,762,862
雑税	2,042	－	2,042	－		174,280	390,640	327,026
減価償却費	1,785,437	－	1,494,288	291,149		72,818,772	29,411,797	27,716,236
固定資産除却費	401,295	－	401,295	－		21,452,661	6,148,067	5,793,638
共有設備費等分担額	－	－	－	－		208,045	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－		▲3,107,900	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	2,765,577	－	－	2,765,577	206,583,800	－	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－		－				
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－		▲33,023	▲766	▲642
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－		－	－	－
開発費	－	－	－	－		－	－	－
開発費償却	－	－	－	－		－	－	－
株式交付費	－	－	－	－		－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－		－	－	－
社債発行費	－	－	－	－		－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－		－	－	－
法人税等	469,152	－	460,155	8,997		6,750,659	2,385,954	1,997,412
電気事業報酬	401,446	－	325,727	75,719		24,244,891	7,882,265	6,598,674
自社アンシラリーサービス費					－			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	22,237,098	－	19,095,417	3,141,681	206,583,800	280,124,095	102,374,946	79,516,002

（記載注意）

1　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。
2　自社アンシラリーサービス費の欄には、第８条第１項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。
3　その他は、様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第４（第１０条関係）

送配電関連費整理表（２）

（単位：千円）

	低圧配電費	高圧配電費	需要家費	給電費	一般販売費	合計	帰属方法別（%）		
							直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	60,491	170,541	112,032	62,074	6,308	612,270	14.6%	20.1%	65.3%
給料手当	17,911,881	50,498,464	32,934,419	18,109,682	1,840,286	178,383,121	13.8%	20.1%	66.1%
給料手当振替額（貸方）	▲505,439	▲1,424,971	▲520,824	▲48,027	▲4,880	▲5,059,366	24.0%	1.9%	74.1%
退職給与金	490,563	1,383,029	908,535	503,394	51,155	4,965,291	14.6%	20.1%	65.3%
厚生費	3,180,762	8,967,435	5,905,524	3,280,583	333,369	32,569,394	14.7%	20.0%	65.3%
委託検針費	－	－	3,215,178	－	－	3,215,178	100.0%	－	－
委託集金費	－	－	174	－	－	174	100.0%	－	－
雑給	327,098	922,177	993,761	775,351	78,790	3,265,761	2.4%	47.1%	50.5%
燃料費	－	－	－	－	－	12,626,564	100.0%	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	645,848	1,820,823	1,098,597	472,705	65,533	5,591,260	13.7%	16.8%	69.5%
修繕費	44,315,875	124,938,506	92,571,074	936,901	51,726	310,635,881	37.8%	7.4%	54.8%
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	348,974	983,853	336,792	7,314	743	5,460,670	68.8%	－	31.2%
賃借料	7,912,703	22,308,064	8,568,761	1,514,295	119,058	58,344,494	22.7%	4.4%	72.9%
託送料	－	－	－	－	－	21,168,341	100.0%	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	10,495,365	100.0%	－	－
委託費	12,704,264	35,816,775	47,349,305	15,051,907	136,532	131,915,716	47.3%	－	52.7%
損害保険料	4,196	11,831	3,972	－	－	40,025	39.7%	－	60.3%
普及開発関係費	97,355	274,470	92,156	－	101,747	884,797	34.4%	－	65.6%
養成費	240,710	678,626	445,800	426,539	25,101	2,615,907	20.5%	18.7%	60.8%
研究費	280,074	789,606	545,742	1,665,956	32,319	7,717,468	69.2%	－	30.8%
諸費	7,390,388	20,835,515	36,634,057	11,926,586	823,394	103,272,130	39.5%	－	60.5%
貸倒損	－	－	－	－	160,134	160,134	100.0%	－	－
固定資産税	7,431,326	20,950,931	2,839,701	209,383	6,600	63,907,989	32.2%	19.3%	48.5%
雑税	24,654	69,507	317,570	333,465	33,887	1,673,071	10.5%	－	89.5%
減価償却費	16,235,322	45,771,791	6,906,338	4,650,642	34,238	205,330,573	38.0%	29.0%	33.0%
固定資産除却費	8,215,936	23,162,957	3,361,490	430,181	13,560	68,979,785	31.6%	18.7%	49.7%
共有設備費等分担額	25,175	70,975	23,830	－	－	328,025	63.4%	－	36.6%
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	▲3,107,900	100.0%	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	－	209,349,377	100.0%	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費						－			
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	▲34,431	95.9%	4.1%	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	4,196,502	11,831,079	2,819,726	1,527,997	155,273	32,133,754	22.5%	－	77.5%
電気事業報酬	8,569,611	24,160,066	3,085,349	362,874	9,263	75,314,439	33.1%	－	66.9%
自社アンシラリーサービス費						－			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合　計	140,104,269	394,992,050	250,549,059	62,199,802	4,074,136	1,542,755,257	44.2%	10.1%	45.7%

（記載注意）

1　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。
2　自社アンシラリーサービス費の欄には、第８条第１項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。
3　その他は、様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第１１条関係）

送配電関連費明細表（１）

（単位：千円）

	総離島等供給費								
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電等費分		
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	－	－	－	－	－	－	－	－	－
給料手当	－	－	－	－	－	－	－	－	－
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
退職給与金	－	－	－	－	－	－	－	－	－
厚生費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	－	－	－	－	－	－
燃料費	－	－	－	12,626,564	－	12,626,564	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	－	－	－	185,682	185,682	－	－	－	－
修繕費	－	－	－	2,811,072	2,811,072	－	－	－	－
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	6,784	6,784	－	－	－	－
賃借料	－	－	－	1,491	1,491	－	－	－	－
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託費	－	－	－	589,599	589,599	－	－	－	－
損害保険料	－	－	－	70	70	－	－	－	－
普及開発関係費	－	－	－	12,201	12,201	－	239	239	－
養成費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
諸費	－	－	－	4,739	4,739	－	－	－	－
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	－	－	－	173,708	173,708	－	－	－	－
雑税	－	－	－	2,042	2,042	－	－	－	－
減価償却費	－	－	－	1,494,288	1,494,288	－	291,149	291,149	－
固定資産除却費	－	－	－	401,295	401,295	－	－	－	－
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	2,765,577	－	2,765,577
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	－	－	－	460,155	460,155	－	8,997	8,997	－
電気事業報酬	－	－	－	325,727	325,727	－	75,719	75,719	－
自社アンシラリーサービス費									
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	－	－	－	19,095,417	6,468,853	12,626,564	3,141,681	376,104	2,765,577

（記載注意）

様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第１１条関係）

送配電関連費明細表（２）

（単位：千円）

	総アンシラリーサービス費			総送電費			受電用変電サービス費		
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与				89,128	89,128	－	60,798	60,798	－
給料手当				24,606,752	24,606,752	－	17,680,405	17,680,405	－
給料手当振替額（貸方）				▲1,213,621	▲1,213,621	－	▲730,262	▲730,262	－
退職給与金				722,797	722,797	－	493,055	493,055	－
厚生費				4,794,389	4,794,389	－	3,324,343	3,324,343	－
委託検針費				－	－	－	－	－	－
委託集金費				－	－	－	－	－	－
雑給				78,827	78,827	－	48,857	48,857	－
燃料費				－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費				－	－	－	－	－	－
消耗品費				496,715	496,715	－	438,372	438,372	－
修繕費				24,041,598	24,041,598	－	15,463,474	15,463,474	－
水利使用料				－	－	－	－	－	－
補償費				3,750,112	3,750,112	－	3,339	3,339	－
賃借料				13,126,463	13,126,463	－	3,535,036	3,535,036	－
託送料				21,168,341	17,746,216	3,422,125	－	－	－
事業者間精算費				10,495,365	－	10,495,365	－	－	－
委託費				16,167,836	16,167,836	－	3,023,134	3,023,134	－
損害保険料				15,806	15,806	－	531	531	－
普及開発関係費				190,406	190,406	－	63,263	63,263	－
養成費				354,663	354,663	－	241,933	241,933	－
研究費				3,994,268	3,994,268	－	222,901	222,901	－
諸費				14,317,796	14,317,796	－	6,172,401	6,172,401	－
貸倒損				－	－	－	－	－	－
固定資産税				20,418,069	20,418,069	－	6,115,409	6,115,409	－
雑税				174,280	174,280	－	390,640	390,640	－
減価償却費				72,818,772	72,818,772	－	29,411,797	29,411,797	－
固定資産除却費				21,452,661	21,452,661	－	6,148,067	6,148,067	－
共有設備費等分担額				208,045	208,045	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）				▲3,107,900	▲3,107,900	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	206,583,800	178,757,615	27,826,185	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）				▲33,023	▲33,023	－	▲766	▲766	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）				－	－	－	－	－	－
開発費				－	－	－	－	－	－
開発費償却				－	－	－	－	－	－
株式交付費				－	－	－	－	－	－
株式交付費償却				－	－	－	－	－	－
社債発行費				－	－	－	－	－	－
社債発行費償却				－	－	－	－	－	－
法人税等				6,750,659	6,750,659	－	2,385,954	2,385,954	－
電気事業報酬				24,244,891	24,244,891	－	7,882,265	7,882,265	－
自社アンシラリーサービス費	－	－	－						
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	206,583,800	178,757,615	27,826,185	280,124,095	266,206,605	13,917,490	102,374,946	102,374,946	－

（記載注意）

様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第１１条関係）

送配電関連費明細表（３）

（単位：千円）

	配電用変電サービス費			低圧配電費			高圧配電費		
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	50,898	50,898	－	60,491	60,491	－	170,541	170,541	－
給料手当	14,801,232	14,801,232	－	17,911,881	17,911,881	－	50,498,464	50,498,464	－
給料手当振替額（貸方）	▲611,342	▲611,342	－	▲505,439	▲505,439	－	▲1,424,971	▲1,424,971	－
退職給与金	412,763	412,763	－	490,563	490,563	－	1,383,029	1,383,029	－
厚生費	2,782,989	2,782,989	－	3,180,762	3,180,762	－	8,967,435	8,967,435	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	40,900	40,900	－	327,098	327,098	－	922,177	922,177	－
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	366,985	366,985	－	645,848	645,848	－	1,820,823	1,820,823	－
修繕費	5,505,655	5,505,655	－	44,315,875	44,315,875	－	124,938,506	124,938,506	－
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	22,759	22,759	－	348,974	348,974	－	983,853	983,853	－
賃借料	1,258,623	1,258,623	－	7,912,703	7,912,703	－	22,308,064	22,308,064	－
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託費	1,076,364	1,076,364	－	12,704,264	12,704,264	－	35,816,775	35,816,775	－
損害保険料	3,619	3,619	－	4,196	4,196	－	11,831	11,831	－
普及開発関係費	52,960	52,960	－	97,355	97,355	－	274,470	274,470	－
養成費	202,535	202,535	－	240,710	240,710	－	678,626	678,626	－
研究費	186,602	186,602	－	280,074	280,074	－	789,606	789,606	－
諸費	5,167,254	5,167,254	－	7,390,388	7,390,388	－	20,835,515	20,835,515	－
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	5,762,862	5,762,862	－	7,431,326	7,431,326	－	20,950,931	20,950,931	－
雑税	327,026	327,026	－	24,654	24,654	－	69,507	69,507	－
減価償却費	27,716,236	27,716,236	－	16,235,322	16,235,322	－	45,771,791	45,771,791	－
固定資産除却費	5,793,638	5,793,638	－	8,215,936	8,215,936	－	23,162,957	23,162,957	－
共有設備費等分担額	－	－	－	25,175	25,175	－	70,975	70,975	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	▲642	▲642	－	－	－	－	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	1,997,412	1,997,412	－	4,196,502	4,196,502	－	11,831,079	11,831,079	－
電気事業報酬	6,598,674	6,598,674	－	8,569,611	8,569,611	－	24,160,066	24,160,066	－
自社アンシラリーサービス費									
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	79,516,002	79,516,002	－	140,104,269	140,104,269	－	394,992,050	394,992,050	－

（記載注意）

様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第１１条関係）

送配電関連費明細表（４）

（単位：千円）

	給電費			需要家費	合計
	計	固定	可変		
役員給与	62,074	62,074	－	112,032	605,962
給料手当	18,109,682	18,109,682	－	32,934,419	176,542,835
給料手当振替額（貸方）	▲48,027	▲48,027	－	▲520,824	▲5,054,486
退職給与金	503,394	503,394	－	908,535	4,914,136
厚生費	3,280,583	3,280,583	－	5,905,524	32,236,025
委託検針費	－	－	－	3,215,178	3,215,178
委託集金費	－	－	－	174	174
雑給	775,351	775,351	－	993,761	3,186,971
燃料費	－	－	－	－	12,626,564
廃棄物処理費	－	－	－	－	－
消耗品費	472,705	472,705	－	1,098,597	5,525,727
修繕費	936,901	936,901	－	92,571,074	310,584,155
水利使用料	－	－	－	－	－
補償費	7,314	7,314	－	336,792	5,459,927
賃借料	1,514,295	1,514,295	－	8,568,761	58,225,436
託送料	－	－	－	－	21,168,341
事業者間精算費	－	－	－	－	10,495,365
委託費	15,051,907	15,051,907	－	47,349,305	131,779,184
損害保険料	－	－	－	3,972	40,025
普及開発関係費	－	－	－	92,156	783,050
養成費	426,539	426,539	－	445,800	2,590,806
研究費	1,665,956	1,665,956	－	545,742	7,685,149
諸費	11,926,586	11,926,586	－	36,634,057	102,448,736
貸倒損	－	－	－	－	－
固定資産税	209,383	209,383	－	2,839,701	63,901,389
雑税	333,465	333,465	－	317,570	1,639,184
減価償却費	4,650,642	4,650,642	－	6,906,338	205,296,335
固定資産除却費	430,181	430,181	－	3,361,490	68,966,225
共有設備費等分担額	－	－	－	23,830	328,025
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	▲3,107,900
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	209,349,377
他社購入送電費	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	▲34,431
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－
法人税等	1,527,997	1,527,997	－	2,819,726	31,978,481
電気事業報酬	362,874	362,874	－	3,085,349	75,305,176
自社アンシラリーサービス費					－
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－
合計	62,199,802	62,199,802	－	250,549,059	1,538,681,121

（記載注意）

様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５の２（第１１条の２関係）

発電側比率整理表

発電側の延契約電力		需要側の延契約電力	発電側比率
①（１０^{3}kW）	②（１０^{3}kW）	（１０^{3}kW）	（％）
138,117	230,279	323,998	24.9

（記載注意）
１　発電側の延契約電力①に関しては、第11条の２第１項第１号の規定により算定された値から同項第２号及び第３号の規定により算定された値を合計して得た値を差し引いた値を、同②に関しては、同項第１号の規定により算定された値から同項第３号の規定により算定された値を差し引いた値を記載すること。
２　需要側の延契約電力に関しては、第11条の２第１項第４号の値を記載すること。

（注）上記はいずれも2024年度から2027年度における各年度の平均値。

様式第５の３（第１１条の３関係）

送配電関連固定費整理表

（単位：千円）

発電側送配電関連固定費		需要側送配電関連固定費		
総送電費	受電用変電サービス費	総送電費	受電用変電サービス費	その他
53,066,689	20,383,936	213,139,916	81,991,010	862,414,695

（記載注意）
1　様式第３の注１及び２と同様とすること。
2　その他に関しては、需要側送配電関連固定費のうち、総送電費及び受電用変電サービス費以外の合計した値を記載すること。

様式第６（第１２条関係）

送配電関連需要明細表

	最大電力 (10^3kW)	延契約電力 (10^3kW)	尖頭時責任電力 (10^3kW)		発受電等量 (10^6kWh)	口数 (口)	販売電力量 (10^6kWh)
			夏　期	冬　期			
特別高圧需要	2,636.1	79,223.8	2,802.5	2,580.7	19,564.1	9,964	19,060.7
高圧需要	4,195.1	82,872.1	4,532.4	4,195.1	19,389.4	698,663	18,453.4
低圧需要	4,905.4	182,742.3	3,191.9	3,806.2	21,254.8	64,944,878	19,532.5
合計	11,736.6	344,838.2	10,526.8	10,582.0	60,208.3	65,653,505	57,046.6

（注）上記はいずれも規制期間における各年度の平均値。

なお、規制期間における各需要種別の販売電力量の合計値は、特別高圧需要95,303.7百万kWh、高圧需要92,267.0百万kWh、低圧需要97,662.5百万kWh。

様式第７（第２４条関係）

送配電関連費発電及び三需要種別計算表

（単位：千円）

需要種別等		固定費			可変費			需要家費			合計		
		計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加
需要側	特別高圧需要	131,209,725	139,696,738	▲8,487,013	41,672,834	18,565,712	23,107,122 ＜3,895,797＞	4,638,587	4,682,557	▲43,970	177,521,146	162,945,007	14,576,139
	高圧需要	363,007,573	371,026,988	▲8,019,415	40,489,502	18,400,019	22,089,483 ＜3,861,027＞	8,091,461	8,168,071	▲76,610	411,588,536	397,595,078	13,993,458
	低圧需要	634,940,651	646,821,895	▲11,881,244	43,092,662	20,170,085	22,922,577 ＜4,232,456＞	235,474,439	237,698,431	▲2,223,992	913,507,752	904,690,411	8,817,341
発電側		73,450,625	73,450,625	－							73,450,625	73,450,625	－

（記載注意）

１　需要側の固有の欄には第１３条第２項で整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費を、追加の欄には、第２３条で整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費を記載すること。
　固定費に係る発電側の固有の欄には第１１条の３第１項で抽出された発電側送配電関連固定費を、追加の欄には、第２２条の２第２項で整理された追加発電側送配電関連固定費を記載すること。

２　特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要の＜　＞内には、賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当金として第１５条第２項で整理された追加可変費を内数として記載すること。

３　その他は、様式第３の注２と同様とすること。

（注）総追加可変費の内数として記載した賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金の合計額のうち、2023年4月1日～2023年11月30日までの期間における金額は、特別高圧需要分が596,150千円、高圧需要分が590,829千円、低圧需要分が647,667千円。また、2023年12月1日～2028年3月31日の期間における金額は、特別高圧需要分が3,299,647千円、高圧需要分が3,270,198千円、低圧需要分が3,584,789千円。
なお、2023年4月1日～2023年11月30日までの期間における販売電力量は、特別高圧需要分が12,686.5百万kWh、高圧需要分が12,258.0百万kWh、低圧需要分が11,496.1百万kWh。また、2023年12月1日～2028年3月31日の期間における販売電力量は、特別高圧需要分が82,617.2百万kWh、高圧需要分が80,009.0百万kWh、低圧需要分が86,166.4百万kWh。

様式第７の２（第２５条関係）

発電側託送供給料金割引額設定表　（単位：千円）

基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合									
発電側送配電関連原価等のうち、基幹系統分	当該基幹系統分のうち、半額	割引額（円/kW・月）	発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち						
			計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）	割引額の半額（円/kW・月）	割引額の四半の額（円/kW・月）
35,555,154	17,777,577	33.85	12,953,885	9,924,220	3,029,665	6,476,943	12.33	6.17	3.08

特別高圧系統の設備投資の効率化に資するものである場合							
発電側送配電関連原価等のうち、特別高圧系統分	特別高圧系統分の半額	割引額（円/kW・月）	発電側送配電関連原価等における特別高圧系統分のうち				
			計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）
37,895,471	18,947,736	36.08	13,813,461	10,442,209	3,371,252	6,906,731	13.15

（記載注意）
様式第３の注１及び２と同様とすること。

様式第８（第２５条関係）

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表
及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

（単位：千円）

需要種別等		固定費	可変費	需要家費	合　計	販売電力量又は発受電等量（10^6kWh）	単価（円/kWh）	想定料金収　入
需要側	特別高圧需要	131,209,725	41,672,834	4,638,587	177,521,146	95,303.7	1.86	177,362,313
	高圧需要	363,007,573	40,489,502	8,091,461	411,588,536	92,267.0	4.46	411,647,523
	低圧需要	634,940,651	43,092,662	235,474,439	913,507,752	97,662.5	9.35	913,471,551
発電側		73,450,625			73,450,625	147,334.0	0.50	73,557,551

（記載注意）様式第３の注１及び２と同様とすること。

（注）上記の三需要種別ごとの単価は、いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。

なお、2024年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は以下のとおり。

特別高圧需要：　1.81円/kWh
高圧需要：　4.39円/kWh
低圧需要：　9.28円/kWh

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則における事業者設定基準届出書

２０２３ 年 １２ 月 １ 日

中 国 電 力 ネ ッ ト ワ ー ク 株 式 会 社

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則
における事業者設定基準届出書

企 託 サ 第 37 号
2023年 12月 1日

経済産業大臣　西 村　康 稔　殿

広 島 市 中 区 小 町 4 番 33号
中国電力ネットワーク株式会社
代表取締役社長　長谷川　宏之

別表に掲げる一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定により、別紙のとおり事業者設定基準を定めたので届け出ます。

（別　表）

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則	
第８条第４項	第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第９条第２項	第９条第１項第５号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第11条第２項	送配電関連固定費または送配電関連可変費への配分基準
第12条第２項	第12条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
第16条第２項	託送収益、事業者間精算収益、電灯料（離島等供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）および電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）の需要側送配電関連固定費、送配電関連可変費または需要家費への配分基準
第25条第５項	送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準

（別　紙）

第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第８条第４項関係］

１．第８条第３項に規定する基準

一般送配電事業者は、前項の規定により同項第八号に掲げる部門に整理された基礎原価等項目を、別表第二第一表及び第二表に規定する基準により、同項第一号から第七号までに掲げる部門にそれぞれ配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等、変電費及び販売費の整理の基準

１．一般管理費等へ整理された基礎原価等項目ごとの額の７部門（水力発電費、火力発電費、新エネルギー等発電費、送電費、変電費、配電費及び販売費）への整理の基準 （２）（１)の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を、第２表に定める活動帰属基準（代表的な物量又は金額の比率をいう。以下同じ。）又は配賦基準（他の基礎原価等項目において整理済みの物量又は金額の比率をいう。以下この表において同じ。）を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準、配賦基準分類表

	活動帰属基準	配賦基準
賃借料	各部門業務用建物床面積比（建物については、賃借物件に限る。）	－
委託費	－	各部門業務用建物床面積比（建物については、自己所有物件及び賃借物件とする。）
電気事業報酬	－	内容ごとに各部門設備別帳簿価額比

２．設定した基準

		活動帰属基準	配賦基準
賃借料	借地借家料（社宅・寮）	直課された各部門人員数比	－
	その他借地借家料	各部門業務用建物床面積比（建物については、賃借物件に限る。）	－
	機械賃借料	直課された各部門人員数比	－
	その他賃借料	－	直課された各部門賃借料比
委託費	構内総合管理	各部門業務用建物床面積比（建物については、自己所有物件及び賃借物件とする。）	－
	システム開発・改良委託費	直課された各部門人員数比	－
	その他雑委託費	－	直課された各部門委託費比
電気事業報酬	特定固定資産	－	各部門設備別帳簿価額比
	建設中の資産	－	各部門設備別帳簿価額比
	営業運転資本	各部門営業運転資本比	－
	繰延償却資産	－	各部門設備別帳簿価額比

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

別表第２第２表の一般管理費における費用等の項目の配分にあたり、費用の発生についてより関連がみられる基準を採用することが適切である。

賃借料のうち借地借家料（社宅・寮）及び機械賃借料並びに委託費のうちシステム開発・改良委託費については、設備等の利用に応じて発生する費用であり、当該設備を利用する人員数と相関があると考えられることから、当該費用の発生により関連が見られる「直課された各部門人員数比」を設定することとした。

委託費のうち構内総合管理については、建物の床面積に応じて発生する費用であることから、当該費用の発生により関連が見られる「各部門業務用建物床面積比（建物については、自己所有物件及び賃借物件とする。)」を設定することとした。

電気事業報酬のうち営業運転資本については、当該費用の発生により関連が見られる「各部門営業運転資本比」を設定することとした。

賃借料及び委託費の配賦基準については、活動帰属基準により配分された賃借料または委託費を除く当該費用を８部門に整理するものであることから、各部門の実態に応じた整理を可能とすべく、「直課された各部門賃借料比」及び「直課された各部門委託費比」を設定した。

（別　紙）

第９条第１項第５号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第９条第２項関係］

１．第９条第１項第５号に規定する基準

販売費の部門の第一次整理原価を、基礎原価等項目ごとに、別表第二に規定する基準により、離島供給費、指定区域供給費及び非離島等供給費に整理し、それぞれに整理された販売費の第一次整理原価を、給電設備に係る第一次整理原価（沖縄電力にあっては、特定小売料金算定規則第二十条第四項第二号の規定により、離島等供給費に整理されたもの及び同項第三号の規定により、ネットワーク給電費に整理されたものをいう。以下「給電費」という。）、調定及び集金に係る第一次整理原価（沖縄電力にあっては、同項第二号の規定により、離島等供給費に整理されたもの及び同項第四号の規定により、ネットワーク需要家費に整理されたものをいう。以下「販売需要家費」という。）並びにその他販売費（沖縄電力にあっては、同項第二号の規定により、離島等供給費に整理されたもの及び同項第五号の規定により、ネットワーク一般販売費に整理されたものをいう。以下「一般販売費」という。）に配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等、変電費及び販売費の整理の基準

３．販売費の離島供給費、指定区域供給費及び非離島等供給費への整理の基準 （２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を、第３表に定める活動帰属基準又は配賦基準を用いて整理すること。 ４．離島供給費、指定区域供給費及び非離島等供給費へ整理された販売費の給電費、販売需要家費及び一般販売費への整理の基準 (２)　(１)の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を、第２表に定める活動帰属基準又は配賦基準を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準、配賦基準分類表

	活動帰属基準	配賦基準
賃借料	業務用建物床面積比 （建物については、賃借物件に限る。）	－

別表第２第３表　活動帰属基準、配賦基準分類表

	活動帰属基準	配賦基準
賃借料	業務用建物床面積比 （建物については、賃借物件に限る。）	－

２．設定した基準

		活動帰属基準	配賦基準
賃借料	借地借家料（社宅・寮）	直課された各部門人員数比	－
	機械賃借料	直課された各部門人員数比	－
	上記以外	業務用建物床面積 （建物については、賃借物件に限る。）	－

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

別表第２第２表の販売費における費用等の項目の配分にあたり、費用の発生についてより関連がみられる基準を採用することが適切である。

賃借料のうち借地借家料（社宅・寮）及び機械賃借料については、設備等の利用に応じて発生する費用であり、当該設備を利用する人員数と相関があると考えられることから、当該費用の発生により関連が見られる上記の基準を設定した。

（別　紙）

送配電関連固定費または送配電関連可変費への配分基準
［第 11 条第２項関係］

	配 分 基 準
給料手当（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
給料手当振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
雑給（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
消耗品費（環境対策費を除く）	送配電関連固定費に整理。
修繕費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
託送料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
事業者間精算費	送配電関連可変費に整理。
委託費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
養成費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
諸　費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。
他社購入電源費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
建設分担関連費振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理。

（別　紙）

第 12 条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
［第 12 条第２項関係］

１．第 12 条第１項第６号に規定する値

月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

２．設定した値

第 13 条第２項第７号に掲げる需要家費のうち、需要家設備関連費用の配分について、第 12 条第２項の規定により、同条第６項第１号に定める割合を、同条第１項第６号に定める値によらず、設備の差異、費用の発生の原因等を反映した値により算定する。

具体的には、配電設備のうち、架空引込線、地中引込線及び計器等に係る費用並びに需要家設備の調査委託に係る費用については、各設備に対応する電圧区分に応じて三需要種別に整理するものとする。

３．事業者の実情に応じた値により算定することが適当である理由

配電需要家費のうち需要家設備関連費用については、需要規模、設備等に応じて費用の差異がみられることから、電圧区分ごとに適切な整理を行うため、上記の値に基づき整理することとした。

（別　紙）

託送収益、事業者間精算収益、電灯料（離島等供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）および電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）の需要側送配電関連固定費、送配電関連可変費または需要家費への配分基準

［第 16 条第 2 項関係］

	配 分 基 準
託送収益	電力量の多寡によらない料金を需要側送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
事業者間精算収益	送配電関連可変費に整理。
電灯料 （離島等供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）	電力量の多寡によらない料金を需要側送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。
電力料 （離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）	電力量の多寡によらない料金を需要側送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理。

（別　紙）

送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準
［第 25 条第 5 項関係］

基準託送供給料金は、以下のとおり設定する。

１．料金の種類

送配電関連設備の利用形態、使用期間に応じた原価の差異を考慮して、接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金、予備送電サービス料金および系統連系受電サービス料金を設定する。

接続送電サービス料金は標準接続送電サービス、昼間時間と夜間時間の送配電関連設備の利用状況の格差を踏まえた時間帯別接続送電サービス、自己等への電気の供給において、ごく限られた時間のみ託送制度を利用することに配慮した従量接続送電サービスおよび低圧で供給し電灯または小型機器を使用する場合に使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた電灯定額接続送電サービスを設定する。また、臨時接続送電サービス料金は臨時接続送電サービス、低圧で供給する場合に使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた臨時定額接続送電サービスを設定する。また、高圧で供給する場合または特別高圧で供給する場合における標準接続送電サービス料金および時間帯別接続送電サービス料金については、契約者が希望され当社との協議が整ったときは、時間帯区分ごとの最大需要電力を踏まえて割引額を算定のうえ、料金から割り引くものとする。

系統連系受電サービス料金は、基幹系統の将来的な設備投資の効率化および電気の潮流状況の改善に資する効果や、特別高圧系統の将来的な設備投資の効率化に資する効果を踏まえて、割引対象変電所等および割引区分・割引単価を定める系統設備効率化割引を設定し、受電地点について当社が選定する連系変電所等が割引対象変電所等の場合は、割引区分に応じた割引額を算定のうえ、料金の合計から差し引くものとする。

２．料金制

基準託送供給料金は、基本料金と電力量料金とを組み合わせた二部料金制、従量料金制および定額制により設定する。

託送供給等約款変更認可申請書

令和５年 12 月１日

四国電力送配電株式会社

託送供給等約款変更認可申請書

業制発第３号
令和５年12月１日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

高松市丸の内２番５号
四国電力送配電株式会社
代表取締役社長 社長執行役員　横井　郁夫

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので、電気事業法第18条第１項の規定により申請します。

変更の内容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実施期日	令和６年４月１日

別紙

託 送 供 給 等 約 款

令和６年４月１日 実 施

四国電力送配電株式会社

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 7
5　託送供給等に関する取扱い …… 7
6　単位および端数処理 …… 7
7　実 施 細 目 …… 8

Ⅱ　契約の申込み

8　契 約 の 要 件 …… 9
9　検討および契約の申込み …… 12
10　契約の成立および契約期間 …… 19
11　託送供給等の開始 …… 20
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 20
13　電気方式，電圧および周波数 …… 20
14　発電場所および需要場所 …… 22
15　供給および契約の単位 …… 24
16　承 諾 の 限 界 …… 27
17　契約書の作成 …… 27

Ⅲ　料　　金

18　料　　金 …… 28
19　接続送電サービス …… 29
20　臨時接続送電サービス …… 47
21　予備送電サービス …… 53
22　系統連系受電サービス …… 55
23　発電量調整受電計画差対応電力 …… 59
24　接続対象計画差対応電力 …… 60
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 60
26　給電指令時補給電力 …… 61

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期 …… 64
28　検　針　日 …… 64
29　料金の算定期間 …… 65
30　計　　量 …… 66
31　電力および電力量の算定 …… 67
32　損　失　率 …… 82
33　料金の算定 …… 82
34　支払義務の発生および支払期日 …… 85
35　料金その他の支払方法 …… 87
36　保　証　金 …… 90
37　連帯責任 …… 91

Ⅴ　供　　給

38　託送供給等の実施 …… 93
39　給電指令の実施等 …… 96
40　適正契約の保持等 …… 100
41　契約超過金 …… 100
42　力率の保持 …… 102
43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 103
44　託送供給等にともなう協力 …… 104
45　託送供給等の停止 …… 104
46　託送供給等の停止の解除 …… 106
47　託送供給の停止期間中の料金 …… 106
48　違　約　金 …… 106
49　損害賠償の免責 …… 107
50　設備の賠償 …… 107

Ⅵ　契約の変更および終了

51　契約の変更 …… 108
52　名義の変更 …… 109
53　契約の廃止 …… 110
54　供給開始後の契約の消滅または変更に
　　ともなう料金および工事費の精算 …… 111
55　解　約　等 …… 114
56　契約消滅後の債権債務関係 …… 116

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

57　受電地点，供給地点および施設 …… 117
58　架 空 引 込 線 …… 118
59　地 中 引 込 線 …… 119
60　連接引込線等 …… 120
61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 121
62　引込線の接続 …… 121
63　計量器等の取付け …… 121
64　通信設備等の施設 …… 123
65　専用供給設備 …… 123

Ⅷ　工事費の負担

66　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 125
67　受電用計量器等の工事費負担金 …… 129
68　会社間連系設備の工事費負担金 …… 129
69　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 129
70　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 136
71　供給開始に至らないで契約を廃止または
　　変更される場合の費用の申受け …… 138
72　臨 時 工 事 費 …… 139
73　工事費等に関する契約書の作成 …… 140

Ⅸ　保　　安

74　保 安 の 責 任 …… 141
75　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 141
76　調　　査 …… 141
77　調査等の委託 …… 142
78　調査に対する需要者の協力 …… 142
79　検査または工事の受託 …… 142
80　自家用電気工作物 …… 143

附　　則 …… 144
別　　表 …… 190

Ⅰ　総　　則

１　適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

(1)　託 送 供 給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接 続 供 給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（徳島県，高知県，香川県〔一部を除きます。〕，愛媛県〔一部を除きます。〕）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振 替 供 給

当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

(2)　電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電

気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

２　託送供給等約款の認可および変更

(1)　この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

(2)　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

３　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1)　契　約　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2)　発 電 契 約 者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3)　需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

(4)　発　電　者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

(5)　需　要　者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

(6)　低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

(7)　高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

(8)　特 別 高 圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

(9)　受 電 地 点

当社が託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10)　発 電 場 所

発電者が発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11)　供 給 地 点

当社が託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12)　需 要 場 所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13)　会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備（当該一般送配電事業者が使用権を有する設備を含みます。）と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

(14)　中 継 振 替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15)　地 内 振 替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(16)　発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

(17)　発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(18)　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(19)　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑳　接続受電電力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

㉑　接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

㉒　接続供給電力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

㉓　接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

㉔　接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

㉕　接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

㉖　接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

㉗　接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

㉘　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

㉙　需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

㉚　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

㉛　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

㉜　ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶3 損　失　率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

⑶4 契 約 電 力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

⑶5 契 約 容 量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

⑶6 契約受電電力

契約上使用できる受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。

⑶7 同時最大受電電力

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。

⑶8 最大連系電力等

低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で受電する場合は，30分ごとの連系電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

⑶9 最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

⑷0 発電バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）⑱イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）⑲イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷1 需要バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）⑳に定める接続対象計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）㉑に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

⑷2　需要抑制バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）⑵2に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）⑵3に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷3　電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

⑷4　小 型 機 器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

⑷5　動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

⑷6　契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

⑷7　契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

⑷8　定 期 検 査

電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。

⑷9　定 期 補 修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

⑸0　給 電 指 令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）の運用または需要者の電気の使用等について，当社から指令することをいいます。

⑸1　昼 間 時 間

毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月30日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

⑸2　夜 間 時 間

昼間時間以外の時間をいいます。

４　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

５　託送供給等に関する取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

６　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

(1)　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(2)　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワ

ットといたします。

(4)　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

(5)　力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(6)　料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

7　実 施 細 目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

８　契約の要件

(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。

リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

(ﾊ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

(2)　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。

ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）(4)に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。

ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）(3)ロの場合を除き，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。

チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。

リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。

ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する

旨の承諾をすること。

ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。

なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。

(3) 発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ 新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。

ロ 発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。

ハ 発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ 高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ 発電者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。

ヘ 発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。

ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。

(4) 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ 需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(ｲ) 需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ 需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ 需要抑制の実施頻度および時期

(ﾛ) (ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとす

るものであること。

(ハ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ニ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

(ホ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が30（計量）(3)に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

(1)　受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討

を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(ｲ)　接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

(ﾛ)　振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供給地点

e　振替供給の開始希望日

(ﾊ)　発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。

(ﾛ)　当社は，原則として，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにとも

なう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

(2)　供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ)　契約電力または契約容量

(ﾊ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾆ)　負荷設備または主開閉器

(ﾎ)　接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(3)　需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ)　需要抑制契約者の名称

(ﾛ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾊ)　需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(4)　契約の申込み

契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書（当社所定の様式によります。）の写し，８（契約の要件）(2)ホに定める要件を満たすことを証明する文書および８（契約の要件）(2)ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書（当社所定の様式によります。）の写しまたは８（契約の要件）(4)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書（当社所定の様式によります。）の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，そ

の金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ﾆ)　契約電力または契約容量

(ﾎ)　契約受電電力

(ﾍ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

(ﾄ)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ)　連絡体制

(ﾙ)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間

なお，負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

(ｲ)　連絡体制

(ﾛ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振

替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ　発電量調整供給の場合

(ｲ)　発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号

(ﾛ)　契約受電電力および同時最大受電電力

(ﾊ)　発電量調整受電計画電力

(ﾆ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾎ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾍ)　連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(ｲ)　需要抑制契約者の名称

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画電力

(ﾊ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ﾆ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロ

(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日

(ﾙ)　連絡体制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分およ

び翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

(6)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

(7)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

(8)　電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

10　契約の成立および契約期間

(1)　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

(2)　契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

(ｲ)　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

(ﾛ)　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

(ｲ)　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

(ﾛ)　契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ)　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電

サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。

ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

(1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

(2)　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない，当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1)　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相２線式，交流単相３線式または交流３相３線式
	高圧または特別高圧	交流３相３線式

(2)　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3)　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト
	2,000キロワット以上10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧　60,000ボルト

(4)　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上	標準電圧　6,000ボルト

なお，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が50キロワット未満とな

るときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし，契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

(5)　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で受電または供給することがあります。

(6)　周波数は，標準周波数60ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

(1)　当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。

イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(ｲ)　居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

ａ　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能を有すること。

(ﾛ)　居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分があり，かつ，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている場合で，次のいずれかに該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。

なお，ｂの場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

a　各部分の間に共用する部分がないこと。

b　各部分の所有者が異なること。

(ﾊ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。

(2)　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。

(3)　道路その他公共の用に供せられる土地((1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。

(4)　(1)に定める１構内，(1)イに定める１建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

(ｲ)　非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ﾛ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

(1)　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾛ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾊ)　高圧臨時接続送電サービス

(ﾆ)　特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場

合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約するとき。

（イ） 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

（ロ） 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

(2)　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は，原則として，１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

(3)　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。

(4)　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，１系統連系受電契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域

で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。

(5)　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループにつ

いて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16　承諾の限界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料　　金

料金は，次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

イ 契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ 日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，次に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

(ｲ) 検　針　日

(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日

(ﾆ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾎ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3) 発電者に係る料金

イ 発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。

ロ 系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，

(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。

(ｲ)　検針日

(ﾛ)　発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾊ)　31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日

ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。

(4)　需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

(1)　適 用 範 囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

(2)　接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

(ｲ)　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ)　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値とし，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾊ)　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力

および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾆ) (ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後１年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。

(ﾎ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ 高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。

ハ イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。

ニ 高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，この場合，当社は，必要に応じて需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(3) 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給

地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ)　電灯定額接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。

(a)　電 灯 料 金

ｉ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	**38円28銭**
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	**76円56銭**
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	**153円12銭**
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	**229円68銭**
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	**382円81銭**
100ワットをこえる１灯につき50ワットまでごとに	**191円40銭**

ii　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b)　小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの１機器につき	**114円33銭**
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	**228円68銭**
100ボルトアンペアをこえる１機器につき50ボルトアンペアまでごとに	**114円33銭**

e　そ　の　他

(a)　当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。

(b)　特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b)　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	**363円00銭**
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**121円00銭**

ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	**297円00銭**
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	**99円00銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	8円82銭

(ハ)　電灯時間帯別接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｉ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	363円00銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	121円00銭

ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	297円00銭
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	99円00銭

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼 間 時 間

１キロワット時につき	9円50銭

ii　夜 間 時 間

１キロワット時につき	**8円11銭**

(ﾆ)　電灯従量接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**14円77銭**

(ﾎ)　動力標準接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

(b)　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用

することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**554円40銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**454円30銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**5円97銭**

(c)　そ　の　他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　そ　の　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾍ)　動力時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**554円40銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**454円30銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	**6円44銭**

ⅱ　夜 間 時 間

１キロワット時につき	**5円51銭**

(c)　そ　の　他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　そ　の　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾄ)　動力従量接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**15円06銭**

d　そ　の　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(ｲ)　高圧標準接続送電サービス

a　適 用 範 囲

接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**712円80銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**2円01銭**

(ﾛ)　高圧時間帯別接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**712円80銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼 間 時 間

１キロワット時につき	**2円21銭**

ⅱ　夜 間 時 間

１キロワット時につき	**1円82銭**

(ハ)　高圧従量接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**13円70銭**

ハ　特別高圧で供給する場合

(ｲ)　特別高圧標準接続送電サービス

a　適 用 範 囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス 契　約　電　力	10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧 60,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回

らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**510円40銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**77銭**

(ﾛ)　特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス 契　約　電　力	10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧 60,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合

で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**510円40銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼 間 時 間

１キロワット時につき	**78銭**

ⅱ　夜 間 時 間

１キロワット時につき	**76銭**

(ﾊ)　特別高圧従量接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス 契　約　電　力	10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧 60,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**9円14銭**

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

(ｲ)　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10

時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表５（平均力率の算定）によるものといたします。

なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。

(ﾛ) 力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ そ の 他

(ｲ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(ﾛ) 電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾊ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾆ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含み

ます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ホ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(4)　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額から，イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額　＝　次に定める割引単価　×　ロのピークシフト電力

ピークシフト電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	**534円60銭**
	特別高圧で供給する場合	**382円80銭**

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

(1)　適 用 範 囲

契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

(2)　臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(イ)　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約容量を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表６（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の６キロボルトアンペアにつき	95パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	85パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	75パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	65パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

c　特別の事情がある場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，aにかかわらず，契約者と当社との協議によって定めた値とすることがあります。

(ﾛ)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a)　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	100パーセント
	次の２台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

(b)　(a)によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，aにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業

種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

(3)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	**3円39銭**
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	**6円79銭**
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	**6円79銭**
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	**67円87銭**
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	**67円87銭**

(ﾛ)　電灯臨時接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (a) ⅱにおいて適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**9円70銭**

(ﾊ)　動力臨時定額接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	**99円69銭**

d　そ　の　他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ﾆ)　動力臨時接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ﾎ) c (a) ⅱにおいて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**7円16銭**

ﾛ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ)　適 用 範 囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

(ﾛ)　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボル

トといたします。

(ハ)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

a　基 本 料 金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**2円41銭**

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ)　適 用 範 囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

(ロ)　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力	10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧 60,000ボルト

(ハ)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

a　基 本 料 金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本

料金は，半額といたします。

b　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	92銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ　そ　の　他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(4)　そ　の　他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

(1)　適 用 範 囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が，受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2)　予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。た

だし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。

(3)　予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	**85円80銭**
	特別高圧で供給する場合	**78円10銭**

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	**121円00銭**
	特別高圧で供給する場合	**130円90銭**

(4)　力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

(5)　そ　の　他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，

その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

22　系統連系受電サービス

(1)　適 用 範 囲

小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。

(2)　系統連系受電課金対象電力

各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。

(ﾛ)　(ｲ)以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。

(ﾛ)　(ｲ)以外の場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１

キロボルトアンペア

(ハ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ニ)　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

(3)　系統連系受電サービス料金

系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。

イ　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。

系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	**92円73銭**

ロ　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**25 銭**

ハ　系統設備効率化割引

系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。

(イ)　適　　用

a　系統設備効率化割引Ａ

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ａ－１，Ａ－２またはＡ－３に

該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

b　系統設備効率化割引Ｂ

低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ﾛ)　系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。

a　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

(a)　受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	**46円92銭**
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	**7円34銭**
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	**3円66銭**

(b)　(a)以外の場合

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	**46円92銭**
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	**14円66銭**
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	**7円34銭**

b　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－１の場合	**39円97銭**
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－２の場合	**10円40銭**

(ハ)　系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は，(2)の系統連系受電課金対象電力に(ロ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。

ニ　そ　の　他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

23　発電量調整受電計画差対応電力

(1)　適　　用

発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2)　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ)　適 用 範 囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ)　適 用 範 囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

24　接続対象計画差対応電力

(1)　適　　用

39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2)　接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(ｲ)　適 用 範 囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ)　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

(ｲ)　適 用 範 囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ)　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

25　需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1)　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2)　需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

26　給電指令時補給電力

(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適　用　範　囲

39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適 用 範 囲

39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，

当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

28　検　針　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

(1)　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。ただし，やむをえない事情のある場合は，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針することがあります。

なお，高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，毎月１日といたします。また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。

(2)　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

(3)　当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　非常変災等の場合

ハ　その他特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者の承諾をえたとき。

(4)　(3)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

(5)　(3)ロまたはハの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

29　料金の算定期間

(1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2)　系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

(3)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

30　計　　量

(1)　当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう

場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

(2)　受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。

なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。

(3)　技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

31　電力および電力量の算定

(1)　発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

(2)　発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，30分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

(3)　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(4)　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計

画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

(5)　接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに，算定いたします。

(6)　接続受電電力量

接続受電電力量は，30分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。

(7)　接続供給電力

接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

(8)　接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続

供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

(9)　接続対象電力

接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(10)　接続対象電力量

接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。

(ｲ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

$$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

$$\text{ベースライン} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

$$\text{当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

$$\text{ベースライン} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

$$\text{ベースライン} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

⑪　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，⑫の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑫　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量

調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

⑬　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，⑭の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑭　需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値

(イ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝　０

(ロ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

(ハ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した

値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量　＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

⑮　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，⑯の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑯　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

⑰　ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合

を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ)　(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

(ﾊ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ご

との発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

b　ファーム電源に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引

いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

d　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

e　39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指

定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

⑳ 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

㉑ 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分

ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝

需要抑制量調整受電計画電力量 ＋

$$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ ベースライン

(23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

⑵4　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

⑵5　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑵6　28（検針日）(2)または(3)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。

⑵7　15（供給および契約の単位）(1)において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。

⑵8　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

⑵9　計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

32 損　失　率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	8.1パーセント
高圧で供給する場合	4.1パーセント
特別高圧で供給する場合	1.3パーセント

33 料金の算定

(1)　送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合

ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ホ　29（料金の算定期間）(1)イの場合で供給側検針期間の日数がその供給側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ヘ　29（料金の算定期間）(1)ロの場合で供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ト　29（料金の算定期間）(2)イの場合で受電側検針期間の日数がその受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

チ　29（料金の算定期間）(2)ロの場合で受電側計量期間の日数がその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対

し，５日を上回り，または下回るとき。

(2)　当社は，(1)ロ，ハ，ニ，ホ，ヘ，トまたはチの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

$$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

$$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

(3)　(1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(4)　(1)ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(5)　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

(6)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

(7)　29（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，供給側計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。

(8)　29（料金の算定期間）(2)ロの場合は，(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，受電側計量期間の日数といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。

(9)　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

(10)　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，

変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

⑾　供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

34　支払義務の発生および支払期日

(1)　日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。

(2)　系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。

(3)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，31（電力および電力量の算定）⑿の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

(4)　(1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。

なお，支払期日が日曜日または銀行法第15条第１項に規定する政令で定める日（以下「休日」といいます。）に該当する場合は，支払期日を翌日といたします。また，翌日が日曜日または休日に該当するときは，さらにその翌日といたします。

イ　55（解約等）(1)により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類す

る法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合

(5)　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，支払いがなされていない料金（支払期日を経過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお，(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。

(6)　当社は，(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払期日が日曜日または休日に該当する場合は，支払期日を翌日といたします。また，翌

日が日曜日または休日に該当するときは，さらにその翌日といたします。

35　料金その他の支払方法

(1)　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日を経過してなお支払われない場合には，支払期日の翌日から支払いの日までの期間の日数に応じて，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2)　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日を経過してなお支払われない場合には，支払期日の翌日から支払いの日までの期間の日数に応じて，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきま

す。

(3)　発電者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。

なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

(ｲ)　発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合

(ﾛ)　発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。

(ﾊ)　その他当社が必要と認めた場合

ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。

(ｲ)　イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。

(ﾛ)　ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。

ニ　料金が支払期日を経過してなお支払われない場合には，支払期日の翌日から支払いの日までの期間の日数に応じて，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を発電者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。

ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

(4)　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日を経過してなお支払われない場合には，支払期日の翌日から支払いの日までの期間の日数に応じて，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(5)　当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

36 保　証　金

(1)　契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(イ)　料金の支払いの延滞があった場合

(ロ)　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）⑳によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）⑳によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，40（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ハ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(2)　発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかったことがあった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(3)　発電者の場合は，次によります。

イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかったことがあった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(4)　需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかったことがあった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

37　連　帯　責　任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，

予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

38　託送供給等の実施

(1)　接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

（ｲ）　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

（ﾛ）　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。

(2)　振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求

めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

(3)　発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ)　発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等につい

て当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

(4)　需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

（ｲ）　需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

（ﾛ）　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，

ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

39　給電指令の実施等

(1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

(2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。この場合，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部または一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電等を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）

における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

(4)　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が，系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(6)　当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(7)　当社は，(2)イ，ロ，ホ，ヘ，トまたは(3)によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，(2)ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または(2)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット未満となるとき

(ｲ)　割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ)　割　引　率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ)　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合

(ｲ)　割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ)　割　引　率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

(ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　　式）

a　発電量調整受電電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H’　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H　＝　制限時間

D　＝　当該受電地点の同時最大受電電力

d　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値

b　発電量調整受電電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

H’　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H　＝　制限時間

A　＝　制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量（発電者の平常時の発電量調整受電電力量の実績等にもとづき算定される推定発電量調整受電電力量といたします。）

B　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量

c　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(8)　(7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

(9)　当社は，(2)または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

(10)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

(11)　当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１

電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

40　適正契約の保持等

(1)　当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(2)　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合等，発電契約者との発電量調整供給契約が発電状態に比べて不適当と認められるときには，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(3)　当社は，31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が頻繁に著しく乖離する場合，31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が頻繁に著しく乖離する場合，31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が頻繁に著しく乖離する場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

41　契 約 超 過 金

(1)　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サ

ービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

(2)　発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。

(ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電

電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

(ﾊ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ﾆ)　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

(3)　契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。

イ　契約者の場合

契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

ロ　発電者の場合

同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

42　力率の保持

(1)　低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持して

いただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表12（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

(2)　高圧または特別高圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないように進相用コンデンサを開放していただきます。また，契約者の負担で適当な調整装置を施設していただくことがあります。

ロ　当社は，当社の系統が軽負荷のため進み力率となるおそれがある場合等技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(1)　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査

(2)　75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

(3)　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

(4)　計量器の検針または計量値の確認

(5)　45（託送供給等の停止），53（契約の廃止）または55（解約等）により必要な処置

(6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

44　託送供給等にともなう協力

(1)　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の負担で，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の負担で，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

(2)　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

45　託送供給等の停止

(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　62（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

(2)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

(3)　契約者，発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

(4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該

託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

(5)　(1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

46　託送供給等の停止の解除

45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

47　託送供給等の停止期間中の料金

45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

48　違　約　金

(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　45（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合

(2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

(3)　不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

49　損害賠償の免責

(1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。

(2)　45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または55（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(3)　45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が55（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(4)　契約者，発電契約者，発電者および需要者が９（検討および契約の申込み）(8)の措置を講じなかったことによって生じた損害については，当社は，その賠償の責めを負いません。

(5)　当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。

50　設備の賠償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

(1)　修理可能の場合
　　修理費

(2)　亡失または修理不可能の場合
　　帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

51　契約の変更

(1)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生ずる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

(2)　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。

ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。

イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

(ｲ)　当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。

(ﾛ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

(3)　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

(4)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

52　名義の変更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送

供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ当社所定の様式により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

53 契約の廃止

(1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社へ当社所定の様式により申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

(2) 当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。

(3) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ 当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制

量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(4)　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

(5)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

(1)　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

(イ)　低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量

接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを

消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ﾊ)　19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加する

こととし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

（ｲ）　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

（ﾛ）　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2)　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。

(3)　非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。

55　解　約　等

(1)　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停

止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(ｲ)　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾛ)　発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。

(ﾊ)　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾆ)　料金以外の債務を支払われない場合

(ﾎ)　当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(ｲ)　８（契約の要件）を欠くに至った場合

(ﾛ)　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

(ﾊ)　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

(ﾆ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

(ﾎ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ﾍ)　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

(ﾄ)　その他この約款に反した場合

(2)　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(3) 発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

(4) 発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。

なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(5) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

56 契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

57　受電地点，供給地点および施設

(1)　受　電　地　点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(ｲ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ﾛ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ﾊ)　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ﾆ)　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合

(ﾎ)　その他特別の事情がある場合

(2)　供　給　地　点

イ　接続供給の場合

(ｲ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ﾛ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

(3)　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地もしくは建物に引込線，変圧器，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(4)　付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

(5)　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

58　架空引込線

(1)　当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として，架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

(2)　引込線取付点は，当社の電線路の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

(3)　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

(4)　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

(5)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

59　地中引込線

(1)　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の電源側に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

(2)　(1)により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は，当社の電線路の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，か

つ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

(3)　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

(4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

60　連接引込線等

(1)　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線による引込みで電気を受電または供給することがありま

す。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

(2) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ 当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

61 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。

62 引込線の接続

当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との切離しまたは再接続を行なう場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

63 計量器等の取付け

(1) 料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器箱，変成器の２次配線ならびに計量器が有する情報を伝送するための通信装置および通信回線等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分

する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線ならびに計量器が有する情報を伝送するための通信装置および通信回線等で，当社規格以外のケーブルを必要とし，または契約者の希望によりとくに長い配線を必要とするため多額の費用を要する場合については，原則として契約者の所有とし，契約者の負担で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

(2)　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検針，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ鍵の提出等解錠に必要な協力を行なっていただくことがあります。

(3)　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

(4)　当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

(5)　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置について，取付位置を変更する場合ならびに発電者または需要者の電気設備との切離しまたは再接続を行なう場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

(6)　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置

および区分装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

64　通信設備等の施設

(1)　給電指令上等必要な電力保安通信用電話は，契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。

(2)　系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

(3)　給電指令上等必要な給電用情報伝送設備等は，原則として，当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。

(4)　当社の通信設備と契約者または発電契約者の通信設備との接続点は，発電場所内または需要場所内の地点とし，当社の通信線路から最短距離となる場所を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者または発電契約者と当社との協議により，発電場所または需要場所以外の地点を通信設備の接続点とすることがあります。

イ　山間地，離島にある発電場所または需要場所等，当社の通信線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に当該受電または供給以外の追加受電もしくは供給が見込まれない場所に通信設備を施設する場合

ロ　当社の立入りが困難な場所に通信設備を施設する場合

ハ　その他特別の事情がある場合

(5)　給電指令上等必要な通信設備（電力保安通信用電話設備，給電用情報伝送設備等をいいます。）の取付場所および通信設備に必要な電源は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(6)　当社の変電所等から接続点に至るまでの通信設備は，原則として当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

(7)　契約者または発電契約者の希望によって通信設備の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

65　専用供給設備

(1)　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については66

（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社が適当と認める場合

ロ　44（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

(2)　(1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧のしゃ断器〔特別高圧で受電または供給する場合は，母線側断路器またはこれに相当する接続点といたします。〕までの電線路を含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

(3)　(2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(4)　(1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(5)　当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

Ⅷ　工事費の負担

66　受電地点への供給設備の工事費負担金

(1)　受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表13（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点から受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(2)　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合

c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合

d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合

また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

ａ 当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額

ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150729資第47号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ) ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

ｂ 発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生ずるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力１キロワットにつき	**3,630円00銭**

ロ 受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ 44（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費

負担金として発電契約者から申し受けます。

(4)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(ｲ)，(ﾛ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(5)　工事費の算定

(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。

(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。

(ﾛ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾊ)　諸掛りは，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含み，次により算定いたします。

a　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に地役権を設定する場合には，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額は工事費に計上いたします。

b　架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空受電側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

c　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。

d　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。

(ﾆ)　撤去工事がある場合は，(ｲ)により算定される工事費の合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，

管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$$

ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，

その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

67　受電用計量器等の工事費負担金

(1)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(2)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに給電用情報伝送設備等を取り付け，または取り替えるときには，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

68　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

69　供給地点への供給設備の工事費負担金

(1)　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(イ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が無償こう長（架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルといたします。）をこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	**3,410円00銭**
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	**27,280円00銭**

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

ａ　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

ｂ　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ﾊ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。

ａ　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

ｂ　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

ａ　工　事　費

(a)　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトで供給する場合	561円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	176円00銭

なお，標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。

(b)　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトで供給する場合	649円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	594円00銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

ｂ　当 社 負 担 額

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	5,500円00銭

(ﾛ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算

定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(ｲ)　供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ﾛ)　供 給 地 点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ﾊ)　工 事 こ う 長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

(ｲ)　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

(ﾛ)　契 約 電 力

(ﾊ)　契 約 容 量

なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における負荷設備の総容量等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供

給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

(2)　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(ｲ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

b　標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合

c　その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合

また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ)　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，ａまたはｂの金額

a　標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

b　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，ａにかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額

(ﾊ)　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電

気の供給のために接続送電サービスを利用される場合，または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ 契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ 44（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(4) 工事費の算定

(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ 工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。

(イ) 標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。

(ロ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ハ) 諸掛りは，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含み，次により算定いたします。

a 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に地役権を設定する場合には，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額は工事費に計上いたします。

b 架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空

供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

c　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。

d　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。

(ﾆ)　撤去工事がある場合は，(ｲ)により算定される工事費の合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ﾎ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，72（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　(2)イ(ｲ)または(ﾛ) a に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額または(1)ロ(ｲ) a に定める工事費単価にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)または(1)ロ(ｲ) a にもとづいて算定いたします。

なお，(1)イ(ｲ)にもとづいて算定する場合は，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数}-\text{予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。

ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ)　高圧で供給する場合

(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ﾛ)　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とを同一支持物に同時に施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(5)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金については，(2)の場合に準じて算定いたします。

70　工事費負担金の申受けおよび精算

(1)　当社は，工事費負担金を原則として供給準備着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお，９（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

(2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される

場合は，次に該当するとき。

(ｲ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

(ﾛ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　66（受電地点への供給設備の工事費負担金），67（受電用計量器等の工事費負担金），68（会社間連系設備の工事費負担金），69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合または69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)ロ(ｲ) a に定める工事費単価にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ)　低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ﾛ)　特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

なお，当社は，工事費負担金について利息を付しません。

(3)　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

(4)　当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設

備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

(5)　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

(6)　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

(1)　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，設計および調達した資材等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

(2)　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，設計および調達した資材等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

72　臨時工事費

(1)　20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として供給準備着手前に申し受けます。

なお，撤去後の資材の残存価額は，次のとおりといたします。

イ　低圧または高圧で供給する場合は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

ロ　特別高圧で供給する場合は，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額といたします。

(2)　臨時工事費を申し受ける場合は，69（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

(3)　低圧または高圧で供給する場合で，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(4)　臨時工事費の精算は，70（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。

73　工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として供給準備着手前に，契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

74 保安の責任

当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

75 保安等に対する発電者および需要者の協力

(1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ 発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ 発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

(2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。

(3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件（発電設備を含みます。）の設置，変更または修繕工事をされる場合は，あらかじめその内容を当社に通知していただきます。また，物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，すみやかにその内容を当社に通知していただきます。これらの場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(4) 当社は，必要に応じて託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

76 調　　査

(1) 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(2) 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定
ロ　接地抵抗値の測定
ハ　点検

(3)　当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

77　調査等の委託

(1)　当社は，76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

(2)　当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

78　調査に対する需要者の協力

(1)　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

(2)　当社は，76（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

79　検査または工事の受託

(1)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

(2)　(1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

(3)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

(4)　(3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

80　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

(1)　76（調査）
(2)　77（調査等の委託）
(3)　78（調査に対する需要者の協力）
(4)　79（検査または工事の受託）

附　　則

附　　則

１　実 施 期 日

この約款は，令和６年４月１日から実施いたします。

２　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1)　適 用 範 囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(ｲ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

(ﾛ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2)　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，(ﾆ)ｃ，(ﾎ)ｃ，(ﾍ)ｃ，(ﾄ)ｃ，ロ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，ハ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃもしくは(ﾊ)ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾆ)ｃ，ロ(ﾊ)もしく

はハ(ハ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(イ)または(ロ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(イ)　接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力 ＝ 揚水最大電力等 × 揚水等損失率 ＋ その他最大電力等

(ロ)　接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

接続供給課金対象電力量 ＝ 揚水等接続供給電力量 × 揚水等損失率 ＋ その他接続供給電力量

ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ　の　他

(イ)　19（接続送電サービス）(3)イ(イ)ａに該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)ａ，(ハ)ａまたは(ニ)ａにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限りま

す。）を適用いたします。

(ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3)　電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給

地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(4)　計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(5)　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則４（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

３　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

(1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

(2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，51（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。

(4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）

(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当

社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ)　29（料金の算定期間）
(ﾛ)　33（料金の算定）
(ﾊ)　34（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ)　35（料金その他の支払方法）
(ﾎ)　36（保証金）
(ﾍ)　48（違約金）
(ﾄ)　55（解約等）

ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ)　29（料金の算定期間）

(ﾛ)　33（料金の算定）

(ﾊ)　34（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ)　35（料金その他の支払方法）

(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等

を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ 供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込みおよび２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ 計　　量

当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ 38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。

ホ イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占める

バイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

(9)　その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。

4　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために，原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

5　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1)　低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各

時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)，(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

(2)　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

6　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

(1)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

(2)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定してい

ただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

7　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，49（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

8　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適 用 範 囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(ｲ)　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間および10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，４月30日，５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間

(ﾛ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(ｲ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ﾛ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。

ホ　そ　の　他

(ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

(2)　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議

が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ)　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ)　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ)　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定さ

れた金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ)　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロまたはイ(ﾛ)もしくはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

９　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接

続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

10　みなし登録特定送配電事業者についての特別措置

この約款実施の際現に改正前の電気事業法附則第４条第２項に規定されるみなし登録特定送配電事業者が，特定送配電事業の用に供するための託送供給を行なう場合の料金および必要となるその他の供給条件のうち，この約款によりがたい事項については，みなし登録特定送配電事業者と当社との協議によって定めます。

11　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

(1)　代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接

続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

(2)　契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

(ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3)　供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

(4)　料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適　　用

発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a)　適 用 範 囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給

電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a)　適 用 範 囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適　　用

39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ)　接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a)　適 用 範 囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a)　適 用 範 囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a)　適 用 範 囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a)　適 用 範 囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適 用 範 囲

39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給

電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

(ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適 用 範 囲

39（給電指令の実施等）(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）

であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

(5)　電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）⑾にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）⑿にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）⒂にか

かわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

へ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）⑯にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，31（電力および電力量の算定）⑰にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(ｲ)　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の3

0分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合

の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

d　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

e　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係

る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電

設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負

荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝

$$\text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$$

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業

者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

(6) 託送供給等の実施

イ 接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ 発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ 需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7) 解　約　等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ 託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達す

る場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ﾛ) インバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 当社は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ﾆ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ﾊ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバ

ランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9)　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

12　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

(1)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

(3)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金

額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

13　系統連系受電サービス等についての特別措置

(1)　発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに41（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。

なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび41（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。

また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，１月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。

イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(ｲ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ﾛ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ﾊ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定

める契約受電電力の比

ロ　イ(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。

当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(2)　(1)の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。

なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。

また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(3)　発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ﾊ)またはロ〔(1)イ(ﾊ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発

電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。

(ｲ)　22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

(ﾛ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。

a　41（契約超過金）(2)イ(ｲ)またはロ(ｲ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

b　41（契約超過金）(2)イ(ﾛ)またはロ(ﾛ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。

(4)　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適 用 範 囲

原則として，令和６年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。

ロ　系統連系受電サービス料金等

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る

発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。

(ｲ)　系統連系受電課金対象電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(ﾛ)　発電量調整受電電力量

a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。

b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に

係る発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。

なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。

(ハ) 契約超過受電電力

a イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

b イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

(5)　揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。

イ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。

ロ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合

発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。

(6)　発電設備等に係る供給地点において最終保障供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。

イ　18（料金）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。

ロ　22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなします。

ハ　39（給電指令の実施等）(7)において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。

ニ　53（契約の廃止）(4)または55（解約等）(5)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。

(7)　令和６年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。

イ　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

県	市町村
徳島県	徳島市，鳴門市，小松島市，吉野川市，石井町，松茂町，北島町，藍住町，板野町，上板町
高知県	高知市，南国市，土佐市
愛媛県	松山市，新居浜市，四国中央市，松前町
香川県	高松市，丸亀市，善通寺市，観音寺市，さぬき市，東かがわ市，三豊市，三木町，宇多津町，綾川町，琴平町，多度津町

ロ　受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

14　令和７年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置

この約款実施の日から令和７年３月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，39（給電指令の実施等）(9)または(10)にかかわらず，次のとおりといたします。

(1)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

(ｲ)　割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ)　割　引　率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ)　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

(ｲ)　割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ)　割　引　率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

(ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　　式）

a　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H’　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H　＝　制限時間

D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b　接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

H’　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H　＝　制限時間

A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。）

B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(2)　(1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

(3)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

15　料金についての切替措置

令和６年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。

なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における令和６年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

別　　表

別　　表

1　契約設備電力の算定

契約設備電力は，原則として，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

ただし，これによりがたい場合は，主開閉器の定格電流にもとづき別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

2　系統設備効率化割引の対象変電所等

(1)　系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割引区分	割引対象変電所等
Ａ－１	麻変電所
Ａ－２	阿南変換所，阿南火力変電所，阿波変電所，大川変電所，香川変電所，国府変電所，讃岐変電所，高松変電所，鳴門変電所，松山変電所
Ａ－３	井川変電所，蔭平変電所，川内変電所，北松山変電所，坂出火力変電所，三島変電所
Ｂ－１	－
Ｂ－２	藍場変電所，浅川変電所，朝倉変電所，旭変電所，石井変電所，泉川変電所，一宮変電所，宇多津変電所，内子変電所，宇和島変電所，枝堀変電所，枝松変電所，江の口変電所，大浦変電所，押岡変電所，笠山変電所，春日変電所，上天神変電所，亀浦変電所，川之江変電所，北島変電所，衣山変電所，介良変電所，小高坂変電所，幸町変電所，塩屋変電所，東雲変電所，下知変電所，昭和変電所，末広変電所，助任変電所，須崎変電所，鷹子変電所，高松中央変電所，竹原変電所，田宮変電所，道後変電所，徳島変電所，徳森変電所，西通変電所，農人町変電所，孕変電所，番町変電所，番の州変電所，東浜変電所，筆山変電所，日和佐変電所，富士見変電所，保内変電所，本町変電所，松島変電所，丸の内変電所，三津変電所，牟岐変電所，柳井田変電所，山際変電所，八幡浜変電所，吉田変電所，栗林変電所，若宮変電所，鷲敷変電所

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として令和10年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

(2)　系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ　(1)の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として令和10年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

また，令和６年３月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，(1)の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ　令和６年４月１日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－１	Ａ－１，Ａ－２，Ａ－３ または割引対象外	Ａ－１
Ａ－２	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２，Ａ－３または 割引対象外	Ａ－２
Ａ－３	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２	Ａ－２
	Ａ－３または割引対象外	Ａ－３
Ｂ－１	Ｂ－１，Ｂ－２または 割引対象外	Ｂ－１
Ｂ－２	Ｂ－１	Ｂ－１
	Ｂ－２または割引対象外	Ｂ－２

３　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)もしくは(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ｲ)ｂもしくは(ﾛ)ｂの場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

(1)　供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

(2)　供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

(1)　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　け い 光 灯

	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
高力率型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×150パーセント	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×200パーセント	

ロ　ネ オ ン 管 灯

2次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
999以下	40	40
1,149 〃	60	60
1,556 〃	70	70
1,759 〃	80	80
2,368 〃	100	100

ニ　水　銀　灯

出力（ﾜｯﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60　〃	80	170	70
80　〃	100	190	90
100　〃	150	200	130
125　〃	160	290	145
200　〃	250	400	230
250　〃	300	500	270
300　〃	350	550	325
400　〃	500	750	435
700　〃	800	1,200	735
1,000　〃	1,200	1,750	1,005

(2)　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(ｲ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ﾜｯﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
35以下	－	160	出力（ﾜｯﾄ）×133.0パーセント
45　〃	－	180	
65　〃	－	230	
100　〃	250	350	
200　〃	400	550	
400　〃	600	850	
550　〃	900	1,200	
750　〃	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

３相誘導電動機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

(ｲ)　馬力表示の場合

入力（キロワット）＝ 出力（馬力）×93.3パーセント

(ﾛ)　キロワット表示の場合

入力（キロワット）＝ 出力（キロワット）×125.0パーセント

(3)　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別 (携帯型および移動型を含みます。)	最高定格 管 電 圧 (ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ)	管　電　流 (短時間定格電流) (ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ)	換算容量(入力) (ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)
治療用装置			定格１次最大入力(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)の値といたします。
診察用装置	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1
		20ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　30ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1.5
		30　〃　50　〃	2
		50　〃　100　〃	3
		100　〃　200　〃	4
		200　〃　300　〃	5
		300　〃　500　〃	7.5
		500　〃　1,000　〃	10
	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	6
		300　〃　500　〃	8
		500　〃　1,000　〃	13.5
	100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	9.5
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	16
	125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	11
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量　0.75ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		1
	0.75ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過　1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ　〃		2
	1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ　〃　3　ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ　〃		3

(4)　電 気 溶 接 機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝ 最大定格１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント

ロ　イ以外の場合

入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝ 実測した１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント

(5)　そ　の　他

イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

５　平均力率の算定

この約款における平均力率は，無効電力量を有効電力量で除してえた値（端数は，小数点以下第５位で四捨五入いたします。）に応じて，次のとおりといたします。この場合，有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）の記録型計量器により行ないます。また，有効電力量および無効電力量の単位は，それぞれキロワット時，キロバール時とし，その端数は小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（ﾊﾟｰｾﾝﾄ）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（ﾊﾟｰｾﾝﾄ）
0.0000	0.1004	100	1.0061	1.0345	70
0.1005	0.1752	99	1.0346	1.0636	69
0.1753	0.2279	98	1.0637	1.0931	68
0.2280	0.2718	97	1.0932	1.1231	67
0.2719	0.3106	96	1.1232	1.1536	66
0.3107	0.3461	95	1.1537	1.1848	65
0.3462	0.3793	94	1.1849	1.2166	64
0.3794	0.4108	93	1.2167	1.2490	63
0.4109	0.4409	92	1.2491	1.2822	62
0.4410	0.4701	91	1.2823	1.3161	61
0.4702	0.4984	90	1.3162	1.3508	60
0.4985	0.5261	89	1.3509	1.3864	59
0.5262	0.5533	88	1.3865	1.4229	58
0.5534	0.5801	87	1.4230	1.4603	57
0.5802	0.6066	86	1.4604	1.4988	56
0.6067	0.6329	85	1.4989	1.5384	55
0.6330	0.6590	84	1.5385	1.5792	54
0.6591	0.6850	83	1.5793	1.6211	53
0.6851	0.7110	82	1.6212	1.6644	52
0.7111	0.7370	81	1.6645	1.7091	51
0.7371	0.7630	80	1.7092	1.7554	50
0.7631	0.7892	79	1.7555	1.8031	49
0.7893	0.8154	78	1.8032	1.8526	48
0.8155	0.8419	77	1.8527	1.9039	47
0.8420	0.8685	76	1.9040	1.9571	46
0.8686	0.8954	75	1.9572	2.0124	45
0.8955	0.9225	74	2.0125	2.0700	44
0.9226	0.9500	73	2.0701	2.1299	43
0.9501	0.9778	72	2.1300	2.1923	42
0.9779	1.0060	71	2.1924	2.2576	41

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
2.2577	2.3258	40	5.0299	5.3121	19
2.3259	2.3972	39	5.3122	5.6261	18
2.3973	2.4721	38	5.6262	5.9775	17
2.4722	2.5507	37	5.9776	6.3736	16
2.5508	2.6334	36	6.3737	6.8237	15
2.6335	2.7206	35	6.8238	7.3396	14
2.7207	2.8126	34	7.3397	7.9373	13
2.8127	2.9099	33	7.9374	8.6380	12
2.9100	3.0130	32	8.6381	9.4712	11
3.0131	3.1225	31	9.4713	10.4787	10
3.1226	3.2390	30	10.4788	11.7221	9
3.2391	3.3633	29	11.7222	13.2958	8
3.3634	3.4962	28	13.2959	15.3521	7
3.4963	3.6389	27	15.3522	18.1543	6
3.6390	3.7919	26	18.1544	22.1997	5
3.7920	3.9572	25	22.1998	28.5539	4
3.9573	4.1362	24	28.5540	39.9875	3
4.1363	4.3305	23	39.9876	66.6667	2
4.3306	4.5424	22	66.6668	199.9975	1
4.5425	4.7744	21	199.9976	∞	
4.7745	5.0298	20			

なお，この表の平均力率は，次の算式にもとづき計算しています。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

６　契約負荷設備の総容量の算定

差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

(1)　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

(2)　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

イ　住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

１差込口につき　50ボルトアンペア

ロ　イ以外の場合

１差込口につき　100ボルトアンペア

７　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1)　発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算

式によりえられた値とみなします。

$$\text{発電バランシンググループごとの発電計画} = \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

(2)　接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3)　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

(ｲ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの31（電力および電力量の算定）⑭イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

$$\text{需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画} = \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(ｲ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

8　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1)　定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニまたはホの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき50ワットまでごとに	50ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2)　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数にそれぞれの契約電力または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ)　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ)　前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ)　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ)　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3)　(1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4)　発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

９　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第1年度，第2年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="4">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="3">―</td></tr>
</table>

（注１）　需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）　翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

10　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第1年度，第2年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td></tr>
<tr><td>―</td><td>―</td><td colspan="4">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）　発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）　当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）　計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。
（注５）　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注６）　翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第1年度, 第2年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30分ごとの値</td></tr>
</table>

（注１）　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）　翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1)　照明用電気機器

イ　け い 光 灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	管灯の定格消費電力 (ﾜｯﾄ)	コンデンサ取付容量 (ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
	60	17
	80	25
	100	30
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ　ネオン管灯（１次電圧100ボルト）

高力率型のネオン管灯は，次の進相用コンデンサ取付容量があるものとみなします。

変圧器２次電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	変圧器容量 (ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)	コンデンサ取付容量 (ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)
3,000	80	20
6,000	100	30
9,000	200	50
12,000	300	50
15,000	350	75

ハ　水　銀　灯

出力（ﾜｯﾄ）	コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	
	100ボルト	200ボルト
50以下	30	7
100 〃	50	9
250 〃	75	15
300 〃	100	20
400 〃	150	30
700 〃	250	50
1,000 〃	300	75

(2)　誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(ｲ)　単相誘導電動機

電動機定格出力	馬　力	1/8	1/4	1/2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	使用電圧100ボルト	40	50	75	100
	使用電圧200ボルト	20	20	30	40

(ﾛ)　３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	2極	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6極	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬　力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3)　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力 (ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)	3 以上	5 以上	7.5 以上	10 以上	15 以上	20 以上	25 以上	30 以上	35 以上	40 以上	45以上 50未満
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量 (ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(4)　そ　の　他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

13　標準設計基準

(1)　適　　用

イ　この標準設計基準（以下「この基準」といいます。）は，Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計で施設する場合の工事費の算定に適用いたします。

ロ　この基準に明記していない場合は，法令で定める電気設備に関する技術基準，その他の関係法令，当社の設計基準等にもとづき技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

ハ　地形上その他周囲の状況からこの基準によりがたいため特別な施設を要する場合は，技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

(2)　単　　位

単位は次の記号で表示いたします。

単　　位	記　　号
ボ　ル　ト	Ｖ
キ ロ ボ ル ト	ｋＶ
メ　ー　ト　ル	ｍ
ミリメートル	㎜
平方ミリメートル	㎟
ア　ン　ペ　ア	Ａ
ミリアンペア	ｍＡ
キロアンペア	ｋＡ
キロボルトアンペア	ｋＶＡ

(3)　高圧または低圧標準設計基準

イ　高圧または低圧電線路

(ｲ)　通　　則

a　電圧降下の許容限度

高圧または低圧の電線路（受電地点または供給地点からその地点に最も近い当社の発変電所の引出口または供給用変圧器の引出側端子までの電線路をいいます。）における電圧降下の許容限度は，次表の値を標準といたします。

電線路の公称電圧	電圧降下の許容限度
100 V	8 V
200 V	20 V
6,600 V	600 V(300 V)

（注）　市街地電線路の場合は，（　）の値を適用いたします。

b　経過地の選定

高圧または低圧の電線路の経過地は，地理的条件，保安および保守上の問題を考慮して，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

c　電線路の種類

高圧または低圧の電線路は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，地中電線路またはその他の方法によります。

(ﾛ)　架 空 電 線 路

a　電線路の施設

(a)　高圧または低圧の架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替えおよび線路用電圧調整器の取付けなどのうち，技術的に困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

(b)　高圧架空電線路を単独に新設する場合は，原則として１回線といたします。

(c)　高圧架空電線路の併架の場合の回線数は，既設線も含めて原則として２回線以下といたします。

b　支持物の種類

高圧または低圧の架空電線路の支持物は，原則として鉄筋コンクリート柱を使用いたします。ただし，山間部，狭い路地等で鉄筋コンクリート柱の運搬および建柱ができない場合ならびに技術上および経済上鉄筋

コンクリート柱の施設が適当でない場合には，鉄柱，鉄塔など他の支持物を使用いたします。

c　標 準 径 間

高圧または低圧の架空電線路の標準径間は，次表によります。

施 設 地 域	標 準 径 間
市　街　地	40 m
そ　の　他	50 m

d　支持物の長さ

高圧または低圧の架空電線路の支持物の長さは，次表を標準といたします。ただし，架空電線の回線数，装柱状況，地形，その他工作物との離隔距離などを勘案し，必要な場合はこれによらないことがあります。

施設地域 / 装　柱	市　街　地	そ　の　他
低　　圧	10 m	8 m
高　　圧	10 m	8 m
高低圧併架	12 m	10 m

e　架 線 順 位

架線順位は，原則として次のとおりといたします。

(a)　電圧の高いものは，低いものの上部といたします。

(b)　専用線およびこれに類するものは，一般線の上部といたします。

(c)　遠距離に送電するものは，近距離に送電するものの上部といたします。

f　がいしの種類

高圧または低圧の架空電線路のがいしは，次表のものを使用いたします。

電圧別 / 使用箇所別		引 通 箇 所	引 留 箇 所
高　圧　線		高圧ピンがいし	高圧耐張がいし
低圧	低　圧　線	低圧ピンがいし 低圧引留がいし	低圧引留がいし
		低圧がいしレスアーム用ラック	
	引　込　線	低圧バインドレスがいし	

g　電線の種類および太さ

(a)　高圧または低圧の架空電線路は，技術上および当社の設備状況等を勘案し，硬銅線またはアルミ覆鋼心アルミより線を導体とした絶縁電

線を使用いたします。ただし，技術上，経済上不適当と認められる場合には，他の適当な電線を使用いたします。

(b)　電線の太さは，次表のとおりとし，許容電流，短絡電流限度，電圧降下，機械的強度等を考慮して適正なものを使用いたします。

電圧＼電線の種類		硬　銅　線	アルミ覆鋼心アルミより線
高圧	高　圧　線	200 ㎜^{2}	32，58，120，240 ㎜^{2}
	引　込　線	—	32，58，120 ㎜^{2}
低圧	低　圧　線	—	32，58 ㎜^{2}
	引　込　線	2.6，3.2 ㎜ 14，22，38，60 ㎜^{2}	—

（注）　低圧引込線のうち22㎜^{2}以上については，軟銅線といたします。

(c)　電線の許容電流は，次表によります。

（単位：A）

種類および太さ		ＯＣ線	ＯＷ線	Ｄ　Ｖ　線	
				２芯	３芯
硬　銅　線	2.6　㎜	—	—	38	34
	3.2　〃	—	—	50	44
	14　㎜^{2}	—	—	70	62
	22　〃	—	—	92	80
	38　〃	—	—	130	113
	60　〃	—	—	174	152
	200　〃	605	—	—	—
アルミ覆鋼心アルミより線	32　〃	150	109	—	—
	58　〃	210	155	—	—
	120　〃	310	—	—	—
	240　〃	510	—	—	—

（注）　ＤＶ線のうち22㎜^{2}以上については，軟銅線といたします。

h　柱上変圧器の容量

柱上変圧器は，原則として単相柱上油入変圧器を使用するものとし，負荷の種別，容量などを考慮して次表より適正なものを使用いたします。

変圧器容量（ｋＶＡ）	5，10，20，30，50，100

i　電力用変圧器の結線

低圧３相電力負荷に供給する場合または低圧３相電力発電設備から受電する場合は，原則として単相変圧器を２台用いてＶ結線により使用い

たします。ただし，技術上，経済上適当と認められる場合には，３台用いてΔ結線により使用いたします。

j　線路用区分開閉器の取付け

(a)　高圧架空電線路の操作または保守のために，必要に応じ区分開閉器を取り付けます。

(b)　区分開閉器の容量は，次表のうちから負荷電流および短絡電流を考慮して適正なものを使用いたします。

容　量（A）	100，200，400，600

（注）　100A，200Aについては，在庫品のみを使用いたします。

k　避雷器の取付け

高圧架空電線路には，必要に応じ避雷器を取り付けます。

l　架空地線の取付け

高圧架空電線路には，必要に応じ架空地線を取り付けます。

m　線路用電圧調整器の取付け

(a)　高圧配電線の電圧を適正に保持するため，技術上，経済上適当と認められる場合には線路用電圧調整器を使用いたします。

(b)　線路用電圧調整器の容量は，次表のうちから負荷電流を考慮し適正なものを使用いたします。

容 量（ｋＶA）	1500，2500，3000，3500，4000，4500

（注）　1,500kVA，2,500kVA，3,500kVA，4,500kVAについては，在庫品のみを使用いたします。

n　特殊機器および特殊材料の使用

(a)　塩害等により汚損する地域には，その程度に応じた架空電線路の機器および材料は耐塩構造のものを使用いたします。

(b)　雪害の多い地域には，その程度に応じた架空電線路の材料には着氷雪に対し堅ろうなものを使用いたします。

o　そ　の　他

高圧または低圧の架空電線路の施設は，前記各項によるほか，法令で定める電気設備に関する技術基準，電気学会電気規格調査会標準規格等これに類する規格によるものといたします。

(ハ)　地 中 電 線 路

a　施 設 方 法

高圧または低圧の地中電線路の施設方法は，原則として管路式といたします。ただし，次の場合は，直接埋設式，暗きょ式または開きょ式といたします。

(a) 直 接 埋 設 式

重量車両が通ることなく，かつ，再掘削が他に支障のない構内等に施設する場合

(b) 暗 き ょ 式

当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合

(c) 開 き ょ 式

発変電所構内等重量物の通過しない場所に施設する場合

b 回 線 数

高圧または低圧の地中電線路を単独に新設する場合は，原則として１回線といたします。

c ケーブルの種類および太さ

(a) 高圧または低圧の地中電線路に使用するケーブルは，ＣＶケーブルを標準といたします。

(b) ケーブルの太さは，次表のとおりとし，許容電流，短時間許容電流および電圧降下等を考慮して適正なものを使用いたします。

電 圧 別	ケーブルの太さ（㎟）
低 圧	8，14，38，60，100，150，250
高 圧	60，100，150，250，400，600

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格の算定方法に準じ，施設条件を考慮して算定いたします。

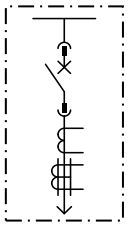
ロ 変 電 設 備

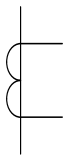
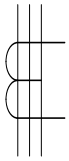
(ｲ) 通 則

電線路の引出設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

(ﾛ) 結 線 方 法

結線および主要機器取付台数は，次表を標準といたします。

公称 電圧 （ｋＶ）	結　線　図	機　器　名	取付台数
6.6		配　電　箱 しゃ断器 変　流　器 零相変流器 配　電　盤	１個 １台 ２台 １台 １面 } 配電箱に内蔵

	引出型しゃ断器	変　流　器	零相変流器
凡例			

(ハ)　しゃ断器

a　しゃ断器は，現に構成されまたは将来構成されることが予想されている系統構成の短絡容量の計算値から判断して，次表のうちから必要最小のものを選定使用いたします。

公称電圧 （ｋＶ）	定格電圧 （ｋＶ）	定格電流 （Ａ）	定格しゃ断電流 （ｋＡ）
6.6	7.2	600，1200	12.5，20，25，31.5，40

b　将来の系統構成は，10年程度を目標といたします。

(ニ)　変　流　器

変流器の定格は，次表から必要最小のものを選定いたします。

公称電圧 （ｋＶ）	定格電圧 （ｋＶ）	定格１次電流 （Ａ）	定格２次電流 （Ａ）	形　　式
6.6	6.9	200～800	5	モールド形

	穴　径 （㎜^{2}）	定格零相 １次電流 （ｍＡ）	定格零相 ２次電流 （ｍＡ）	形　　式
零相変流器	120,150,160	200	1.5	貫　通　形

(ﾎ) 配　電　盤

配電盤には，原則として電流計およびしゃ断器操作用ハンドルならびに運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ電圧計，電力計または無効電力量計等を取り付けます。

(ﾍ) 保 護 装 置

電線路に短絡または地絡事故が発生した場合は，自動的に電路をしゃ断するものとし，保護装置として次のものを施設いたします。

a　短絡保護継電器

b　地絡保護継電器

なお，電線路には，自動再閉路継電器を施設いたします。

(4) 特別高圧標準設計基準

イ　特別高圧電線路

(ｲ) 通　　則

a　電圧降下の許容限度

特別高圧電線路（受電地点から受電地点に最も近い当社の発電所または変電所の引出口までの電線路，および供給地点から供給地点に最も近い当社の発電所または変電所の引出口までの電線路をいいます。）における電圧降下の許容限度は，次表の値を標準といたします。

電線路の公称電圧	電圧降下の許容限度
66 ｋＶ	6 ｋＶ
22 ｋＶ	2 ｋＶ

b　経過地等の選定

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，地理的条件，保安および保守上の問題を考慮して，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

c　電線路の種類

特別高圧電線路は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，地中電線路またはその他の方法によります。

(ﾛ) 架 空 電 線 路

a　電線路の施設

(a)　特別高圧架空電線路を施設する場合は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替え等のうち技術上および用地の確保が著しく困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

(b)　架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といたします。

(c)　他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。

b　支持物の種類

特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を使用いたします。ただし，22ｋＶ架空電線路で支持物に電柱を使用する場合（以下「22ｋＶ電柱方式」といいます。）は，原則として鉄筋コンクリート柱を使用いたします。

（注１）　短期間で撤去される場合または関連系統との協調上鉄塔とすることが妥当でない場合は，鉄塔以外の支持物を使用することがあります。

（注２）　22ｋＶ電柱方式で，道路沿いに施設する場合には，原則として鉄筋コンクリート柱を使用いたしますが，道路沿いに施設することが困難な場合などには鉄筋コンクリート柱以外の支持物を使用することがあります。

c　標 準 径 間

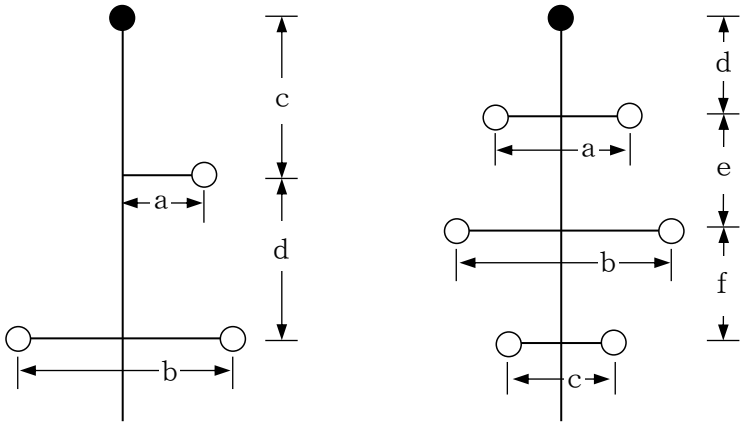
特別高圧架空電線路の標準径間は，次表によります。ただし，電線の種類および太さならびに経過地の状況により多少増減することがあります。

支持物の種類		標　準　径　間
鉄　　塔		200 ～300 m
電　柱	市　街　地	30 ～ 50 m
	そ　の　他	40 ～ 60 m

d　電 線 間 隔

特別高圧架空電線路の電線間隔の標準は，次によります。

1　回　線　　2　回　線



電　線　間　隔（公称電圧66ｋＶ）　（単位：m）

回線 / 記号 / 支持物	1　回　線				2　回　線					
	a	b	c	d	a	b	c	d	e	f
鉄　塔	2.2 ～2.3	5.4 ～5.6	3.2 ～3.5	2.6 ～2.8	4.4 ～5.0	5.6 ～6.2	4.8 ～5.4	3.1 ～3.7	2.8 ～3.1	2.4 ～2.8

（注１）　１回線架空電線路において，市街地などで線下用地権利の確保が困難な場合等には片側垂直配列とすることがあります。

（注２）　架空地線の配置は，遮へい角35度以下といたします。

（注３）　特殊箇所においては，そのつど，適応設計を行なうものといたします。

e　が　い　し

(a)　特別高圧架空電線路のがいしは，250㎜懸垂がいしまたは長幹がいしを標準として使用いたします。ただし，22ｋＶ電柱方式のがいしは，ラインポストがいしまたは長幹がいしもしくは耐張がいしを標準として使用いたします。

(b)　懸垂がいしの連結個数は，次表を標準といたします。

250㎜懸垂がいし連結個数

公称電圧（ｋＶ）	が　い　し　連　結　個　数
66	5～6

(c)　塩じん害などにより汚損する地域には，汚損量に応じ適宜がいし個数を増結，またはこれに相当する長幹がいしを使用いたします。

(d)　がいしには，雷害を防止するためアークホーンを取り付けます。

f　電線の種類および太さ

(a)　特別高圧架空電線路に使用する電線は，裸硬銅より線，アルミ覆鋼心アルミより線またはアルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線を標準といたします。ただし，22ｋＶ電柱方式の電線は，アルミ覆鋼心アルミより線の絶縁電線を使用いたします。

なお，長径間箇所もしくは機械的強度上とくに必要がある箇所または腐しょくのおそれのある箇所などには，特殊電線を使用することがあります。

(b)　電線の種類および太さは，次表のとおりとし，許容電流，電圧降下などを考慮して適正なものを使用いたします。

公　称 電　圧 （ｋＶ）	支持物 の種類	電　線　種　類	公 称 断 面 積（㎟）
66	鉄 塔	裸　硬　銅　よ　り　線	55, 75
		アルミ覆鋼心アルミより線	120, 160, 200, 240, 330, 410, 610, 680
		アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線	120, 160, 200, 240, 330, 410, 610, 680
22	電　柱	絶　縁　電　線	120, 200

ただし，他の支持物に併架する場合で強度の関係上やむをえないときは，既設の電線と同じものを使用いたします。

(c)　電線の許容電流

電線の許容電流は，次表によります。

支持物の種類	種　　類	公称断面積（㎜^{2}）	許容電流（A）
鉄 塔	裸　硬　銅 よ　り　線	55	299
		75	359
	アルミ覆鋼心 アルミより線	120	386
		160	467
		200	535
		240	608
		330	729
		410	846
		610	1,059
		680	1,121
	アルミ覆鋼心耐熱 アルミ合金より線	120	595
		160	725
		200	836
		240	954
		330	1,153
		410	1,349
		610	1,706
		680	1,813
電 柱	絶 縁 電 線	120	305
		200	450

g　架空電線の地表上の高さ

電線の地表上の最低の高さは，次表を標準といたします。

支持物の種類	地表上の最低の高さ（m）	
	市　街　地	そ　の　他
鉄　　塔	11	6
電　　柱	8	5（6）

（注１）　電線路付近に建造物もしくは配電線等があるかまたはそれらの建設が予想される地域については，標準値に必要な高さを加算した値といたします。

（注２）　道路横断の場合は，（　）の値を適用いたします。

h　架空地線の施設

(a)　電線路には，雷害を防止するため架空地線を施設いたします。

(b)　架空地線は，アルミ覆鋼より線１条を標準とし，太さは，38㎜^{2}相当以上といたします。ただし，電磁誘導障害または腐しょくのおそれがある箇所に施設する場合には，特殊電線を使用することがあります。

(c)　22ｋＶ電柱方式の架空地線は，１条を標準とし，次表のものを使用いたします。

電　線　種　類	公 称 断 面 積（㎜^{2}）
亜鉛めっき鋼より線	22
裸　　硬　　銅　　線	38

ただし，長径間箇所，機械的強度上とくに必要がある箇所などには，特殊電線を使用することがあります。

i　開閉器の取付け

(a)　22ｋＶ電柱方式の架空電線路を操作または保守するため，必要に応じ開閉器を取り付けます。

(b)　開閉器の容量は，次表の値といたします。

容　　量（A）	400

j　避雷器の取付け

22ｋＶ電柱方式の架空電線路には，必要に応じ避雷器を取り付けます。

k　ライントラップの施設

電力線搬送が重畳されている，もしくはC型フォルトロケータにて事故点を標定している電線から当該電線を分岐する場合で，搬送波や標定パルスの伝送に悪影響を及ぼすおそれのあるときは，その分岐点に必要な定格のライントラップを設けます。

l　ディジタル形フォルトロケータ情報伝送装置の施設

ディジタル形フォルトロケータにて事故点を標定している電線から当該電線を分岐する場合や電気所から引き出す場合で，標定精度維持のため必要と考えられる場合は，事故点標定用の情報伝送装置を設けます。

m　そ　の　他

特別高圧架空電線路の施設は，前記各項によるほか，法令で定める電気設備に関する技術基準，電気学会電気規格調査会標準規格等これに類する規格によるものといたします。

(ハ)　地 中 電 線 路

a　施 設 方 法

特別高圧地中電線路の施設方法は，原則として管路式といたします。ただし，次の場合は，直接埋設式，暗きょ式または開きょ式といたします。

(a)　直 接 埋 設 式

重量車両が通ることなく，かつ，再掘削が他に支障のない構内等に施設する場合

(b) 暗 き ょ 式

当該線路を含めて相当多数のケーブルを同一場所に施設する場合

(c) 開 き ょ 式

発変電所構内等重量物の通過しない場所に施設する場合

b 回 線 数

特別高圧地中電線路を単独に施設する場合には，原則として１回線といたします。

c ケーブルの種類および太さ

(a) 特別高圧地中電線路に使用するケーブルは，ＣＶケーブルを標準といたします。

(b) ケーブルの種類および太さは，次表のとおりとし，許容電流，短時間許容電流および電圧降下などを考慮して適正なものを使用いたします。

公称電圧（ｋＶ）	種 類	心 数	公称断面積（㎟）
66	ＣＶケーブル	単 心	600, 800, 1000, 1200, 1400, 1600, 2000
		ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	80, 100, 150, 200, 250, 325, 400
22	ＣＶケーブル	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	60, 100, 150, 200, 250, 400

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格の算定方法に準じ，施設条件を考慮して算定いたします。

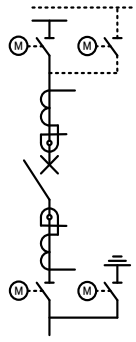
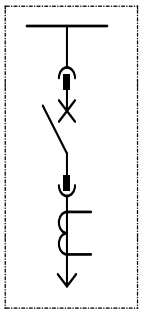
ロ 変 電 設 備

(ｲ) 通 則

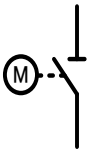
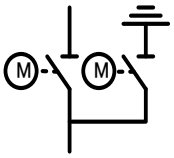
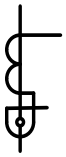
電線路の引出設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

(ﾛ) 結 線 方 法

結線および主要機器取付台数は，次表を標準といたします。

公称電圧（ｋＶ）	結線図	機器名	取付台数	
			単母線	２重母線
66		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	１台 ２台 ６台 （しゃ断器に内蔵） １面	１台 ３台 ６台 （しゃ断器に内蔵） １面
22		配電箱 しゃ断器 変流器 配電盤	１個 １台 ３台 １面	配電箱に内蔵

（注）　点線部分は，２重母線の場合を示します。

凡例	しゃ断器	動力操作の断路器	動力操作の接地装置付断路器	ﾌﾞｯｼﾝｸﾞ形変流器	引出型しゃ断器	変流器
						

(ﾊ)　し　や　断　器

a　しゃ断器は，現に構成されまたは将来構成されることが予想されている系統構成の短絡容量の計算値から判断して，次表のうちから必要最小のものを選定使用いたします。

公称電圧（ｋＶ）	定格電圧（ｋＶ）	定格電流（Ａ）	定格しゃ断電流（ｋＡ）
66	72	800，1200，2000，3000，4000	20，25，31.5，40
22	24	600，1200，2000，3000	12.5，20，25，40

b　将来の系統構成は，10年程度を目標といたします。

(ﾆ)　断　路　器

断路器の定格は，次表から必要最小のものを選定いたします。

公称電圧（ｋＶ）	定格電圧（ｋＶ）	定格電流（Ａ）	形　　式
66	72	800，1200，2000，3000，4000	三　極　単　投

(ﾎ)　変　流　器

変流器の定格は，次表から必要最小のものを選定いたします。

公称電圧（ｋＶ）	定格１次電流（Ａ）	定格２次電流（Ａ）	形　式
66	100～4000	5	機器内蔵形
22	100～4000		モールド形

(ﾍ)　配　電　盤

配電盤には，原則として電流計およびしゃ断器操作用ハンドルならびに運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ電圧計，電力計または無効電力量計等を取り付けます。

(ﾄ)　保 護 装 置

電線路に短絡または地絡事故が発生した場合は，自動的に電路をしゃ断するものとし，保護装置として次のものを施設いたします。

a　短絡保護継電器

b　地絡保護継電器

なお，22ｋＶ電線路には，必要に応じ自動再閉路継電器を施設いたします。

ハ　電力保安通信設備

(ｲ)　通　　則

a　電力保安通信用電話設備の施設

(a)　電力保安通信用電話設備は，電力設備の保安上および運用上必要な区間に施設いたします。

(b)　電力保安通信用電話の回線数は，原則として１回線といたします。

b　通 信 方 式

電力保安通信用電話設備は，原則として光ファイバケーブル搬送方式または通信ケーブル方式のうち，技術上，経済上最も適当な通信方式を採用いたします。

c　経過地の選定

通信線路の経過地は，地理的条件，保安および保守上の問題を考慮し

て，最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾛ) 架空通信線路

a 施 設 方 法

架空通信線路は，原則として使用電圧が35ｋＶ未満の架空電線路への添架または他の架空通信線路への併架により施設いたします。

b 通信線の種類

架空通信線のうち，光ファイバケーブルには，原則としてポリエチレンシース吊線つき光ファイバケーブルを使用し，通信ケーブルには，原則としてポリエチレン絶縁ビニルシース吊線つき通信ケーブルを使用いたします。

(ﾊ) 地中通信線路

a 施 設 方 法

地中通信線路は，地中電線路の施設方法に準じて施設いたします。

b 通信線の種類

地中通信線のうち，光ファイバケーブルには，原則としてポリエチレンシース光ファイバケーブルを使用し，通信ケーブルには，原則としてポリエチレン絶縁ポリエチレンシース通信ケーブルを使用いたします。

(ﾆ) 送 受 信 装 置

光ファイバケーブル搬送方式で使用する送受信装置の伝送方式は，パルス符号変調方式といたします。

(ﾎ) 電話設備以外の情報伝送設備

電力保安通信用電話設備以外の情報伝送設備（給電用情報伝送設備，送電線保護用情報伝送設備等）の施設については，原則として，この基準を準用いたします。

託送供給等約款別冊

託 送 供 給 等 約 款
系 統 連 系 技 術 要 件

令和６年４月１日 実 施

四国電力送配電株式会社

託 送 供 給 等 約 款
系 統 連 系 技 術 要 件
（託送供給等約款別冊）

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件（低圧連系）

1　発電設備等の種類 …… 2
2　電 気 方 式 …… 2
3　運転可能周波数 …… 2
4　力　　率 …… 2
5　高　調　波 …… 2
6　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3
7　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3
8　不要解列の防止 …… 3
9　保護装置の設置 …… 6
10　保護装置の設置場所 …… 7
11　解 列 箇 所 …… 7
12　保護継電器の設置相数 …… 7
13　接 地 方 式 …… 8
14　直流流出防止変圧器の設置 …… 8
15　電 圧 変 動 …… 8
16　短 絡 容 量 …… 10
17　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 …… 10
18　サイバーセキュリティ対策 …… 10
19　発電機諸元 …… 11

Ⅲ　負荷設備の系統連系技術要件（低圧連系）

1　電 気 方 式 …… 12
2　力　　率 …… 12
3　保護装置の目的および設置 …… 12
4　保護装置の設置場所 …… 12
5　解 列 箇 所 …… 13

6　高　調　波 ····· 13

Ⅳ　発電設備等の系統連系技術要件（高圧連系）

1　電 気 方 式 ····· 14
2　運転可能周波数 ····· 14
3　力　　率 ····· 14
4　高　調　波 ····· 14
5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ····· 14
6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ····· 15
7　不要解列の防止 ····· 15
8　保護装置の設置 ····· 17
9　保護装置の設置場所 ····· 19
10　解 列 箇 所 ····· 19
11　保護継電器の設置相数 ····· 19
12　自動負荷制限 ····· 19
13　線路無電圧確認装置の設置 ····· 19
14　接 地 方 式 ····· 20
15　直流流出防止変圧器の設置 ····· 20
16　電 圧 変 動 ····· 20
17　短 絡 容 量 ····· 22
18　発電機定数・諸元 ····· 22
19　昇圧用変圧器 ····· 23
20　連 絡 体 制 ····· 23
21　バンク逆潮流の制限 ····· 24
22　サイバーセキュリティ対策 ····· 24

Ⅴ　負荷設備の系統連系技術要件（高圧連系）

1　電 気 方 式 ····· 25
2　保 護 協 調 ····· 25
3　保護装置の設置 ····· 25
4　保護装置の設置場所 ····· 25
5　解 列 箇 所 ····· 25
6　保護継電器の設置相数 ····· 25
7　高　調　波 ····· 25
8　電 圧 変 動 ····· 27
9　連 絡 体 制 ····· 27
10　サイバーセキュリティ対策 ····· 27

Ⅵ　発電設備等の系統連系技術要件（特別高圧連系）

1　電 気 方 式 …… 28
2　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 28
3　力　　率 …… 28
4　高　調　波 …… 28
5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 29
6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 29
7　不要解列の防止 …… 29
8　保護装置の設置 …… 31
9　再 閉 路 方 式 …… 33
10　保護装置の設置場所 …… 34
11　解 列 箇 所 …… 34
12　保護継電器の設置相数 …… 34
13　自動負荷制限・発電抑制 …… 34
14　線路無電圧確認装置の設置 …… 35
15　発電機運転制御装置の付加 …… 35
16　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 37
17　直流流出防止変圧器の設置 …… 37
18　電 圧 変 動 …… 38
19　出力変動対策 …… 39
20　短絡・地絡電流対策 …… 39
21　発電機定数・諸元 …… 39
22　昇圧用変圧器 …… 41
23　連 絡 体 制 …… 41
24　電気現象記録装置 …… 43
25　サイバーセキュリティ対策 …… 43

Ⅶ　負荷設備の系統連系技術要件（特別高圧連系）

1　電 気 方 式 …… 44
2　保 護 協 調 …… 44
3　保護装置の設置 …… 44
4　保護装置の設置場所 …… 45
5　解 列 箇 所 …… 45
6　保護継電器の設置相数 …… 45
7　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 45
8　高　調　波 …… 45
9　電 圧 変 動 …… 47
10　連 絡 体 制 …… 47
11　サイバーセキュリティ対策 …… 47

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（以下「この要件」といいます。）は，託送供給等約款８（契約の要件）(1)ニまたは(2)ハにもとづき，電気設備を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守いただく技術要件を定めたものです。

２　適用の範囲

この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに負荷設備または需要者の負荷設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（継電器整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

３　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件（低圧連系）

１　発電設備等の種類

逆潮流有りの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない場合でも，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出および解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれがない場合に限り，逆潮流有りの連系とすることができます。

２　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式・３相４線式）と同一としていただきます。

(1)　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2)　単相３線式の系統に単相２線式200ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電地点のしゃ断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生ずる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合

３　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

(1)　連続運転可能周波数：58.2ヘルツをこえ61.0ヘルツ以下

(2)　運転可能周波数：57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2 ヘルツでは 10 分程度以上，57.6ヘルツは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下継電器の整定値は，原則として，検出レベルは 57.0 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒）

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）非適用の設備については，これによらないものとします。

４　力　　率

発電設備等の設置者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85 パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

５　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設

備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪み率５パーセント，各次電流歪み率３パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，Ⅲ（負荷設備の系統連系技術要件［低圧連系］）６に準じた対策を実施していただきます。

６　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから 100 パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則第 14 条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備〔以下「地域資源バイオマス発電設備」といいます。〕であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能といたします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

７　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち 10kW 以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

８　不要解列の防止

(1)　保　護　協　調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，Ⅲ（負荷設備の系統連系技術要件［低圧連系］）３に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，需要場所を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりです。

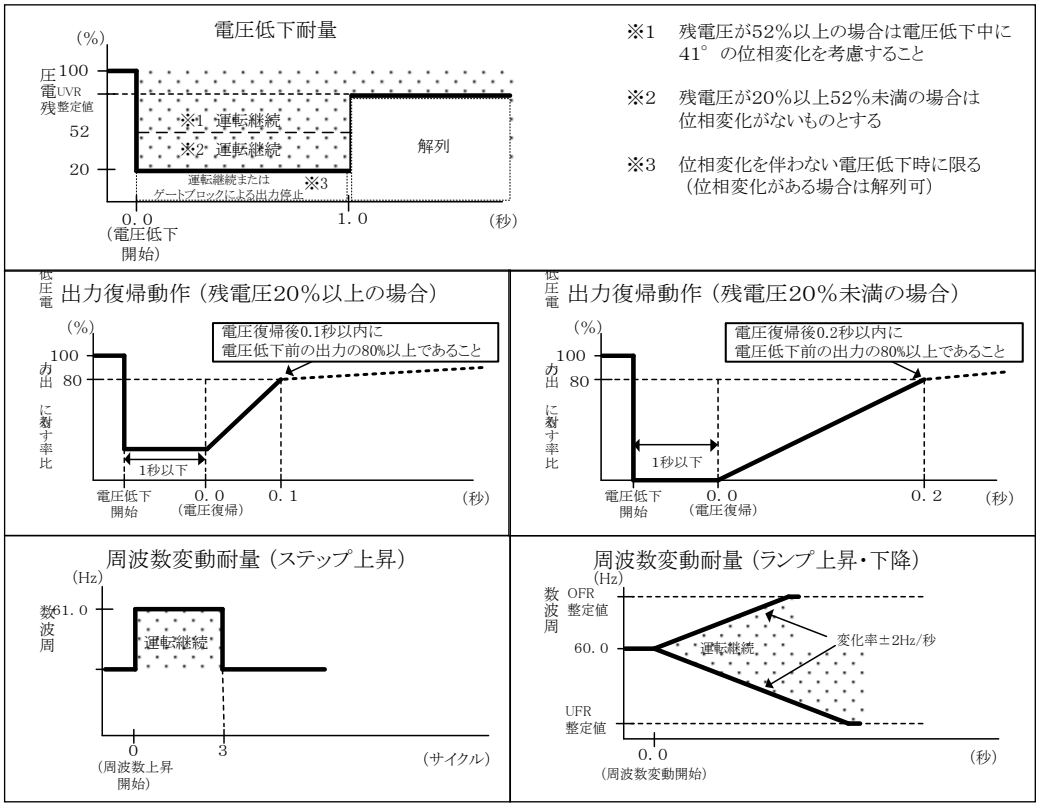
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ヘルツ系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，３サイクル間継続 ・ランプ状の±２ヘルツ/秒 （周波数上限）61.8ヘルツ （周波数下限）57.0ヘルツ
	風力	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，３サイクル間継続 ・ランプ状の±２ヘルツ/秒 （周波数上限）61.8ヘルツ （周波数下限）57.0ヘルツ
	蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に+1.0ヘルツ，３サイクル間継続 ・ランプ状の±２ヘルツ/秒 （周波数上限）61.8ヘルツ （周波数下限）57.0ヘルツ

	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ
	ガスエンジン	単機出力2キロワット未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ
		単機出力2キロワット以上10キロワット未満※				
	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）	・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ
		燃料電池＋蓄電池 ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる

	風　力	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



９　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護継電器を設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧継電器を設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧継電器を設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護継電器を設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向継電器を設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧継電器，または過電流継電器により，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用できる。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧継電器を設置すること。

(3)　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4)　単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧継電器，不足電圧継電器，周波数上昇継電器，周波数低下継電器および次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものとします。

10　保護装置の設置場所

保護継電器は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

11　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　機械的な解列箇所２箇所

(2)　機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3)　発電設備等連絡用しゃ断器

12　保護継電器の設置相数

保護継電器の設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　過電圧継電器は，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間と

すること。

(2)　不足電圧継電器および短絡方向継電器は，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，３相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

(3)　周波数上昇継電器，周波数低下継電器および逆電力継電器は，単相２線式，単相３線式および３相３線式について１相に設置すること。

(4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。

イ　不足電力継電器は，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，３相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間，３相３線式では単相負荷がなければ３相電力の合計とできる。

ロ　不足電圧継電器は，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

13　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

14　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

15　電 圧 変 動

(1)　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧の需要場所の電圧を適正値（標準電圧 100 ボルトに対しては 101±6 ボルト，標準電圧 200 ボルトに対しては 202±20 ボルト）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧の需要場所の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10 パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(3)　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を設置すること，もしくは，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なう。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること，もしくは，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なう。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合，または発生するおそれがある場合には，発電設備等

設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とする。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。

16 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，発電設備等の設置者において，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

17 過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置

単相３線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生ずるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。

18 サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等の設置者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号または携帯電話番号を通知すること。

19 発電機諸元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただく場合があります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

Ⅲ　負荷設備の系統連系技術要件（低圧連系）

１　電 気 方 式

受電設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式・３相４線式）と同一としていただきます。

２　力　　率

(1)　需要場所の負荷の力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの場合は90パーセント以上，その他の場合は，85パーセント以上に保持していただきます。

(2)　需要者が進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付けする場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表12（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

３　保護装置の目的および設置

需要者の電気の使用が，次の原因で他の需要者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，その影響を連系された系統へ波及させないために，需要者の負担で，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくものとし，とくに必要がある場合には，供給設備を変更し，または専用供給設備を施設して，これにより電気を使用していただきます。

(1)　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合
(2)　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合
(3)　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合
(4)　著しい高周波または高調波を発生する場合
(5)　その他(1)，(2)，(3)または(4)に準ずる場合

４　保護装置の設置場所

保護継電器は，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

５　解 列 箇 所

解列箇所は，系統から受電設備を解列できる受電用しゃ断器としていただきます。

６　高　調　波

受電設備を設置する場合には，受電設備（フィルター，補機類を含む）からの高調波流出電流を，高調波環境目標レベルである総合電流歪み率５パーセント以下（6.6キロボルト配電系統）に抑制していただきます。

Ⅳ　発電設備等の系統連系技術要件（高圧連系）

１　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

２　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

(1)　連続運転可能周波数：58.2 ヘルツをこえ 61.0 ヘルツ以下

(2)　運転可能周波数：57.0 ヘルツ以上 61.8 ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2 ヘルツでは 10 分程度以上，57.6 ヘルツは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下継電器の整定値は，原則として，検出レベルは 57.0 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒）

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については，これによらないものとします。

３　力　　率

発電設備等の設置者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85 パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80 パーセントまで制御できるものといたします。

４　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪み率５パーセント，各次電流歪み率３パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，Ⅴ（負荷設備の系統連系技術要件［高圧連系］）７に準じた対策を実施していただきます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから 100 パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くこと

も可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能といたします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

７　不要解列の防止

(1)　保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，Ⅴ（負荷設備の系統連系技術要件［高圧連系］）２に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，需要場所を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとお

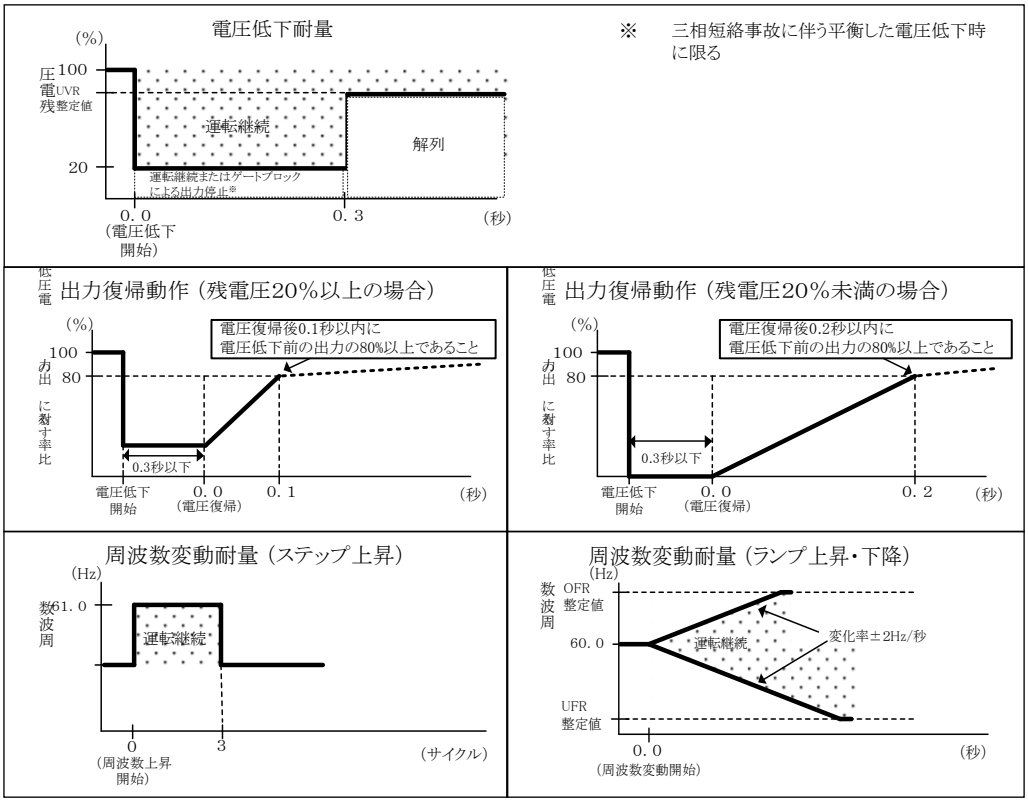
りです。

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="3">発電設備等</th><th colspan="3">電 圧 低 下</th><th rowspan="2">周 波 数 変 動
（運転継続）</th></tr>
<tr><th colspan="2">三相短絡を想定</th><th>二相短絡を想定</th></tr>
<tr><th>残電圧20パーセント以上
（運転継続）</th><th>残電圧20パーセント未満
（運転継続またはゲートブロック）</th><th>残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下
（運転継続）</th><th>60ヘルツ系統</th></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太　陽　光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風　　力</td></tr>
<tr><td>蓄　電　池</td></tr>
<tr><td>燃 料 電 池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="4">三相</td><td>太　陽　光</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続
・ランプ状の±2ヘルツ/秒
（周波数上限）
61.8ヘルツ
（周波数下限）
57.0ヘルツ</td></tr>
<tr><td>風　　力</td><td colspan="3">残電圧0パーセント・継続時間0.15秒と残電圧90パーセント・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続
・ランプ状の±2ヘルツ/秒
（周波数上限）
61.8ヘルツ
（周波数下限）
57.0ヘルツ</td></tr>
<tr><td>蓄　電　池</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続
・ランプ状の±2ヘルツ/秒
（周波数上限）
61.8ヘルツ
（周波数下限）
57.0ヘルツ</td></tr>
<tr><td>燃料電池※</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続
・ランプ状の±2ヘルツ/秒
（周波数上限）
61.8ヘルツ</td></tr>
</table>

					(周波数下限) 57.0ヘルツ
	ガスエンジン (単機出力35キロワット以下)	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ

※　燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



8　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護継電器を設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧継電器を設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧継電器を設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護継電器を設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向継電器を設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧継電器を設置すること。

(3)　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧継電器を設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧継電器を省略できるものといたします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧継電器により系統側地絡事故が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が 10 キロワット以下の場合

(4)　逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧継電器および不足電圧継電器に加えて，周波数上昇継電器および周波数低下継電器を設置するとともに，転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇継電器を省略できるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものとします。

(5)　逆潮流がない場合の単独運転防止対策

逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力継電器および周波数低下継電器を設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力継電器または不足電力継電器にて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下継電器を省略できるものといたします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ１方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力継電器を省略でき

るものといたします。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものとします。

９　保護装置の設置場所

保護継電器は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

10　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用しゃ断器
(2)　発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置
(3)　発電設備等連絡用しゃ断器
(4)　母線連絡用しゃ断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

11　保護継電器の設置相数

保護継電器の設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧継電器は零相回路に設置すること。
(2)　過電圧継電器，周波数低下継電器，周波数上昇継電器および逆電力継電器は，１相設置とすること。
(3)　短絡方向継電器は，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる２相設置とすることができる。
(4)　不足電圧継電器は，３相設置とすること。ただし，短絡方向継電器と協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができる。
(5)　不足電力継電器は，２相設置とすること。

12　自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

13　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合
(2)　転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合
(3)　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合
(4)　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力継電器を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合
(5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護継電器，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができる。
　イ　保護継電器の２系列目は，不足電力継電器のみとすることができる。
　ロ　計器用変流器は，不足電力継電器を計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。
　ハ　計器用変圧器は，不足電圧継電器を計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

14　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

15　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。
(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

16　電 圧 変 動

(1)　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧の需要場所の電圧を適正値（標準電圧 100 ボルトに対しては 101±6 ボルト，標準電圧 200 ボルトに対しては 202±20 ボルト）以

内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧の需要場所の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，発電設備等の設置者において自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧の需要場所の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，発電設備等の設置者において自動的に電圧を調整すること。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10 パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，発電設備等の設置者において限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，発電設備等の設置者において限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，発電設備等の設置者においてその抑制対策を実施すること。

(3)　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行っていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機

能を有する装置を設置すること，もしくは，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なう。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること，もしくは，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なう。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合，または発生するおそれがある場合には，発電設備等の設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とする。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。

17　短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，発電設備等の設置者において短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

18　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただく場合があります。

電　源　種	設　　備	諸　　元
共　　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構 内 設 備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調 相 設 備	定格（容量，台数）
	し ゃ 断 器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保 護 装 置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
誘　導　機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同　期　機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制 御 装 置	ガバナ系ブロック（調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT要件の適用有無
風　　力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄　電　池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

19　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

20　連 絡 体 制

発電設備等の設置者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそ

れがある場合を含みます。）には，当社と発電設備等の設置者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電設備等の設置者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。

ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

(1) 専用保安通信用電話設備

(2) 電気通信事業者の専用回線電話

(3) 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

イ 発電設備等の設置者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

ロ 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

ハ 停電時においても通話可能なものであること。

ニ 災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

21 バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生ずるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電設備等の設置者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

22 サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅴ　負荷設備の系統連系技術要件（高圧連系）

１　電 気 方 式

受電設備の電気方式（交流３相３線式）は，連系する系統の電気方式と同一としていただきます。

２　保 護 協 調

受電設備の異常および故障に対しては，その影響を連系された系統へ波及させないために故障箇所を当該系統から解列していただきます。

３　保護装置の設置

保護装置を以下により設置していただきます。

(1)　構内保護装置

構内設備の短絡故障保護のため，過電流継電器または限流ヒューズを設置していただきます。また，構内設備の地絡故障保護のため，地絡過電流継電器を設置していただきます。

(2)　充電電流補償

構内ケーブル等の充電電流により保護装置の検出感度上問題がある場合には，中性点接地装置（リアクトル）を設置していただくことがあります。

４　保護装置の設置場所

保護継電器は，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

５　解 列 箇 所

解列箇所は，系統から受電設備を解列できる受電用しゃ断器としていただきます。

６　保護継電器の設置相数

保護継電器の設置相数は，次によっていただきます。

(1)　地絡過電流継電器は，零相回路設置とします。

(2)　過電流継電器および限流ヒューズは，３相設置とします。ただし，連系された系統と協調がとれる場合は２相でも可能とします。

７　高　調　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，当社系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。

(1)　対象となる需要者

イ　対象となる需要者は，次に該当する需要者といたします。

6.6 キロボルトの系統から受電する需要者であって，その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が 50 キロボルトアンペアをこえる需要者

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300 ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　イに該当する需要者が，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によってイに該当する需要者になる場合においても適用いたします。

(2)　高調波流出電流の算出

(1)イに該当する需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

ニ　(1)イに該当する需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3)　高調波流出電流の上限値

(1)イに該当する需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，次表に示す需要者の契約電力 1 キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

（単位：ミリアンペア/キロワット）

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6キロボルト	3.50	2.50	1.60	1.30	1.00	0.90	0.76	0.70

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

(1)イに該当する需要者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

８　電　圧　変　動

(1)　電圧変動対策

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

(2)　電圧フリッカ対策

負荷設備の新設，増設または設備更新時にアーク炉等を含み，電圧フリッカが発生するおそれのある場合は，必要な対策を行なっていただきます。

９　連　絡　体　制

当社との間には，電力保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置する必要があります。ただし，次の条件をすべて満たす限りにおいて，一般加入電話または携帯電話等を用いることができるものとします。

(1)　需要者の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，負荷設備の保守監視場所に常時設置されているものとすること。

(2)　話中の場合に割り込み可能な方式（キャッチホン等）とすること。

(3)　停電時においても通話可能なものであること。

10　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものを除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

Ⅵ　発電設備等の系統連系技術要件（特別高圧連系）

１　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

２　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1)　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2 ヘルツをこえ 61.0 ヘルツ以下

運転可能周波数：57.0 ヘルツ以上 61.8 ヘルツ以下

周波数低下時の運転継続時間は，58.2 ヘルツでは 10 分程度以上，57.6 ヘルツでは１分程度以上としていただきます。

周波数低下継電器の整定値は，原則として，検出レベルを 57.0 ヘルツ，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒以上）

(2)　並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1 ヘルツ以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1～＋1.0 ヘルツ）とします。ただし，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

３　力　　率

発電設備等の設置者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率 90 パーセント～進み力率 95 パーセントとしていただきます。

逆潮流がない場合，および逆潮流がある場合であって 22 キロボルト特別高圧電線路に連系する場合には，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

４　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流

出電流を総合電流歪み率５パーセント，各次電流歪み率３パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，Ⅶ（負荷設備の系統連系技術要件［特別高圧連系］）８に準じた対策を実施していただきます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから 100 パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能といたします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

７　不要解列の防止

(1)　保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，Ⅶ（負荷設備の系統連系技術要件［特別高圧連系］）２に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統電源が喪失した場合

であって，単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力継電器，不足電力継電器等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要なしゃ断を回避できる時限で行なうこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下(運転継続)	60ヘルツ系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

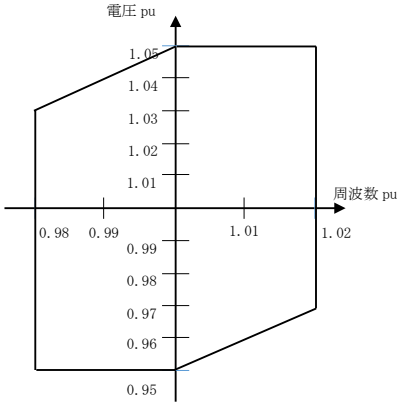
(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

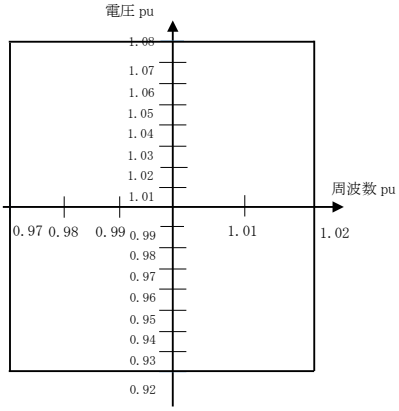
また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし，周波数変動範囲に対しては，「Ⅵ－２運転可能周波数・並列時許容周波数(1)運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。

８　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧継電器および不足電圧継電器を設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

(2)　系統側事故対策

イ　短 絡 保 護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護継電器を設置していただきます。

なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護継電器を設置していただきます。

(ｲ)　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向継電器を設置すること。当該継電器が有効に機能しない場合は，短絡方向距離継電装置または電流差動継電装置を設置すること。

(ﾛ)　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧継電器を設置すること。

なお，この不足電圧継電器は発電設備等事故対策用の不足電圧継電器と兼用することができる。

ロ　地 絡 保 護

系統の地絡事故時の保護のため，次の保護継電器を設置していただきます。

なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護継電器を設置していただきます。

中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動継電装置を設置していただきます。中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧継電器を設置していただきます。当該継電器が有効に機能しない場合は，地絡

方向継電器または電流差動継電装置を設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧継電器を省略することができます。

(ｲ)　発電機引出口にある地絡過電圧継電器により連系する系統の地絡事故を検出できる場合

(ﾛ)　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下継電器により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

(ﾊ)　逆電力継電器，不足電力継電器または受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお，連系当初は地絡過電圧継電器を省略可能な場合であっても，その後，構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧継電器の省略要件を満たさなくなった場合は，発電設備等の設置者の責任において，地絡過電圧継電器を設置していただきます。

ハ　連系する系統と同一の保護方式が必要な場合の短絡・地絡保護

系統の短絡・地絡事故時の保護のため，110 キロボルト以下系統において２回線で連系する場合，および 187 キロボルト以上系統に連系する場合には，次のとおり連系する系統と同一の保護方式としていただきます。

連系電圧	110キロボルト以下 （抵抗接地）	187キロボルト以上 （直接接地）
回 線 数	２回線以上	１回線以上
短絡保護	［主 保 護］回線選択継電装置（注１） ［後備保護］短絡方向距離継電装置	［主 保 護］電流差動継電装置（注２） ［後備保護］短絡方向距離継電装置
地絡保護	［主 保 護］回線選択継電装置（注１） ［後備保護］地絡方向継電器	［主 保 護］電流差動継電装置（注２） ［後備保護］地絡方向距離継電装置
系 列 数	１系列	［主 保 護］２系列 ［後備保護］１系列

（注１）　安定度や事故検出上問題がある場合は，電流差動継電装置を設置していただくことがあります。

（注２）　当社が採用する継電器と同じ仕様で設置していただきます。

(3)　単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇継電器および周波数低下継電器または転送しゃ断装置を設置していただきます。また，周波数上昇継電器および周波数低下継電器は，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の 40 パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。ただし，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧継電器と組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお，必要により周波数上昇継電器および周波数低下継電器に加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。また，22 キロボルト系統に連系される場合には，単独運転防止のために，

周波数上昇継電器および周波数低下継電器，ならびに転送しゃ断装置または単独運転検出装置を設置していただきます。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等をすみやかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇継電器および周波数低下継電器を設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇継電器または周波数低下継電器により検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力継電器を設置していただきます。また，22 キロボルト系統に連系される場合には，単独運転防止のために，逆電力継電器および周波数低下継電器を設置していただきます。

(4)　事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離継電器を必要により設置していただく場合があります。

(5)　構内設備事故対策

構内設備事故対策としてⅦ（負荷設備の系統連系技術要件［特別高圧］）３に準じた対策を実施していただきます。

(6)　充電電流補償

構内ケーブル等の充電電流により保護装置の検出感度上問題がある場合には，中性点接地装置（リアクトル）を設置していただくことがあります。

(7)　事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備のしゃ断器，保護継電器の動作時間を以下のとおりとしていただきます。

しゃ断器：２サイクル以内

保護継電器（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

９　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

当社の送電線で採用している標準の再閉路方式は，以下のとおりです。

(1)　110 キロボルト以下送電線：低速再閉路方式

(2)　187 キロボルト以上送電線：高速・中速再閉路方式

10　保護装置の設置場所

保護継電器は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

11　解　列　箇　所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用しゃ断器
(2)　発電設備等出力端しゃ断器
(3)　発電設備等連絡用しゃ断器
(4)　母線連絡用しゃ断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

12　保護継電器の設置相数

保護継電器の設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧継電器，地絡方向継電器，地絡検出用電流差動継電装置および地絡検出用回線選択継電装置は零相回路に設置すること。
(2)　過電圧継電器，周波数低下継電器，周波数上昇継電器および逆電力継電器は１相設置とすること。
(3)　不足電力継電器は２相設置とすること。
(4)　短絡方向継電器，不足電圧継電器，短絡検出・地絡検出兼用電流差動継電装置，短絡検出用電流差動継電装置，短絡方向距離継電装置，短絡検出用回線選択継電装置および地絡方向距離継電装置は３相設置とすること。

13　自動負荷制限・発電抑制

(1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電しゃ断もしくは発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含む）を行なっていただくことがあります。

なお，この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とさせていただきます。

(2)　あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電しゃ断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

14　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護継電器，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているとき。ただし，次のいずれかにより簡素化を図ることができる。

(1)　２系列の保護継電器のうちの１系列は，不足電圧継電器のみとすることができる。

(2)　計器用変流器は，不足電力継電器を計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

(3)　計器用変圧器は，不足電圧継電器を計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

15　発電機運転制御装置の付加

(1)　系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　ＰＳＳ（Power System Stabilizer）

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

(2)　周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除く）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ＧＦ（Governor Free：ガバナフリー）運転

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化

させるように運転（ＧＦ運転）する機能を具備すること。

ロ　ＬＦＣ（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのＬＦＣ信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2 ヘルツをこえた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

100 メガワット以上の火力発電設備は，周波数 58.8 ヘルツまでは発電機出力を低下しない，周波数 58.8 ヘルツ以下については，1.2 ヘルツ低下するごとに５パーセント以内の出力低下に抑える，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりです。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

	発電機定格出力	100メガワット以上	
		GTおよびGTCC	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（注６）
機能・仕様等	GF調定率	５パーセント以下	５パーセント以下
	GF幅（注１）	５パーセント以上 （定格出力基準）	３パーセント以上 （定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始，10秒以内にGF幅の出力変化完了（注７）	
	LFC幅	±５パーセント以上 （定格出力基準）	±５パーセント以上 （定格出力基準）
	LFC変化速度（注２）	５パーセント / 分以上 （定格出力基準）	１パーセント / 分以上 （定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始（注７）	60秒以内に出力変化開始（注７）
	EDC変化速度（注２）	５パーセント / 分以上 （定格出力基準）	１パーセント / 分以上 （定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始（注７）	60秒以内に出力変化開始（注７）
	EDC+LFC変化速度	10パーセント / 分以上 （定格出力基準）	１パーセント / 分以上 （定格出力基準）
	最低出力（注３，４） （定格出力基準）	50パーセント以下 DSS機能具備（注５）	30パーセント以下

（注１）　ＧＴおよびＧＴＣＣについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力５パーセント以上，その他の発電機については定格出力の３パーセント以上を確保。定格出力付近等の満たせない出力帯について別途協議。

（注２）　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により満たせない場合には別途協議。
（注３）　気化ガス（ＢＯＧ）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議。
（注４）　ＥＤＣ・ＬＦＣ指令で制御可能な最低出力。
（注５）　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は，発電機解列～並列まで８時間以内で可能なこと。
（注６）　地域資源バイオマス発電設備を除く。
（注７）　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ指令値，ＬＦＣ指令値，ＥＤＣ・ＬＦＣ運転指令，運転可能出力帯〔バンド〕指令）を受信する機能および，必要な送信信号（現在出力，ＥＤＣ・ＬＦＣ使用／除外，運転可能出力帯〔バンド〕状態）を送信する機能を具備していただきます。

(3)　早期再並列のための機能

定格出力の合計が 400 メガワット以上の火力（ＧＴＣＣ）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4)　電圧調整のための機能

イ　187 キロボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　受電電圧が 110 キロボルト以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記イと同じ機能を具備していただく場合があります。

16　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

(1)　110 キロボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2)　187 キロボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

17　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変

圧器を用いていること。
なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

18 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１～２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，発電設備等の設置者において自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に発電設備等の設置者において瞬時電圧変動を抑制していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の±２パーセントを目安といたします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(ｲ)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(ﾛ)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該

設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。

(3) そ　の　他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

19　出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，受電地点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10 パーセント以下となるよう対策を行なうこと。なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。

ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，２～５パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.2 ヘルツ以下とする。

20　短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，発電設備等の設置者において，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

21　発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただく場合があります。

電　源　種	設　　備	諸　　元
共　　通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構 内 設 備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調 相 設 備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	し や 断 器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保 護 装 置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記　　録	電気現象記録装置
誘　導　機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同　期　機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制 御 装 置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）

		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水　　力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（キロワット/(立方メートル/秒)）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風　　力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄　電　池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

22　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護継電器協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

23　連 絡 体 制

(1)　発電設備等の設置者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電制御所等と発電設備等の設置者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の給電制御所等と発電設備等の設置者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，22 キロボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(ｲ)　発電設備等の設置者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ﾊ)　停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ)　災害時等において当社の給電制御所等と連絡が取れない場合には，当社の給電制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

イ　特別高圧（66 キロボルト以上）

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態（注１）
	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	電圧・無効電力の制御モード

情報種別	情報内容
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速（注２）
	発電最大能力値（注３）（風力発電設備の場合）

（注１）　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。

（注２）　ナセルで計測する風向・風速

（注３）　運転可能な発電設備等の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備等の台数

ロ　特別高圧（66 キロボルト未満）

情報種別	情報内容
スーパービジョン	連系用しゃ断器の開閉状態

情報種別	情報内容
テレメータ	引込口（受電地点）の有効電力

24　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社の給電制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。

25　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅶ　負荷設備の系統連系技術要件（特別高圧連系）

１　電 気 方 式

受電設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

２　保 護 協 調

受電設備に故障または系統に事故が発生した場合，事故・故障の除去およびその範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづき保護協調を行なっていただきます。

(1)　受電設備の異常および故障に対しては，その影響を連系された系統へ波及させないために故障箇所が当該系統から解列されること。

(2)　連系された系統に事故が発生した場合であって，系統保護方式に応じて必要な場合には，受電設備が当該系統から解列されること。

(3)　連系された系統以外に事故が発生した場合には，原則として受電設備は解列されないこと。

３　保護装置の設置

保護装置を以下により設置していただきます。

なお，受電電圧の異常低下を検出することのできる不足電圧継電器をあわせて設置していただきます。

(1)　送電線保護装置

イ　110 キロボルト以下系統では，１回線で連系の場合は保護装置の設置は必要ないものとします。なお，２回線で連系の場合は回線選択継電装置を標準とします。

ロ　187 キロボルト以上系統では，[主保護]電流差動継電装置×２系列＋[後備保護]距離継電装置を標準とします。

(2)　構内保護装置

構内設備の短絡故障保護のため過電流継電器，地絡故障保護のため地絡過電流継電器を設置していただきます。当該継電器が有効に機能しない場合には，短絡方向継電器，短絡方向距離継電装置または地絡方向継電器を設置していただきます。また，母線保護については，以下によっていただきます。

イ　110 キロボルト以下系統では，構内保護装置で検出・保護できる場合は省略できるものとします。ただし，安定度上問題がある場合には，母線保護装置（安定度の厳しさによっては送電線保護装置に母線向け保護継電器を内蔵することで代用可）を設置していただくことがあります。

ロ　187 キロボルト以上系統では，高速しゃ断できる母線保護装置（電流差動継電装置等）を設置していただきます。

(3)　送電線再閉路方式

イ　110 キロボルト以下系統では，必要により低速度再閉路方式を採用していただきます。

ロ　187 キロボルト以上系統では，必要により高速・中速度再閉路方式を採用していただきます。

(4)　充電電流補償

構内ケーブル等の充電電流により保護装置の検出感度上問題がある場合には，中性点接地装置（リアクトル）を設置していただくことがあります。

4　保護装置の設置場所

保護継電器は，供給地点または事故・故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

5　解 列 箇 所

解列箇所は，系統から受電設備を解列できる次のいずれかの箇所としていただきます。

(1)　受電用しゃ断器

(2)　母線連絡用しゃ断器

6　保護継電器の設置相数

保護継電器の設置相数は，次によっていただきます。

(1)　地絡過電流継電器，地絡方向継電器および地絡用電流差動継電装置は，零相回路設置とします。

(2)　短絡方向継電器，不足電圧継電器，短絡・地絡兼用電流差動継電装置，短絡用電流差動継電装置，過電流継電器および短絡方向距離継電装置は，３相設置とします。

7　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

(1)　110 キロボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2)　187 キロボルト以上の系統に連系する場合は，変圧器の中性点を直接接地すること。

8　高　調　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を

流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。

(1)　対象となる需要者

イ　対象となる需要者は，次のいずれかに該当する需要者といたします。

(ｲ)　22 キロボルトの系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が 300 キロボルトアンペアをこえる需要者。

(ﾛ)　66 キロボルト以上の系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が 2,000 キロボルトアンペアをこえる需要者。

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300 ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　イに該当する需要者が，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によってイに該当する需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

(2)　高調波流出電流の算出

(1)イに該当する需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

ニ　(1)イに該当する需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3)　高調波流出電流の上限値

(1)イに該当する需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

（単位：ミリアンペア/キロワット）

受電電圧（注）	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22キロボルト	1.80	1.30	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66キロボルト	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110キロボルト	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07

（注）　上表以外の受電電圧の場合は，「66キロボルト」欄の値を受電電圧換算した値を用いるものといたします。

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

(1)イに該当する需要者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

9　電 圧 変 動

(1)　電圧変動対策

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

(2)　電圧フリッカ対策

負荷設備の新設，増設または設備更新時にアーク炉等を含み，電圧フリッカが発生するおそれのある場合は，必要な対策を行なっていただきます。

10　連 絡 体 制

(1)　当社との間には，電力保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置する必要があります。ただし，22 キロボルト特別高圧電線路に連系する場合には，次の条件をすべて満たす限りにおいて，一般加入電話または携帯電話等を用いることができるものとします。

イ　需要者の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，負荷設備の保守監視場所に常時設置されているものとすること。

ロ　話中の場合に割り込み可能な方式（キャッチホン等）とすること。

ハ　停電時においても通話可能なものであること。

(2)　当社が系統運用上必要な情報を把握できる給電用情報伝送設備の設置が必要となる場合があります。

11　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものを除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

電気事業法施行規則第 19 条第２項の
規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

３　電気事業法施行規則第 17 条の４第１項の規定により提出した
　　書類の写し

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に
　　基づいて作成した書類

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会において取りまとめられた「今後の電力政策の方向性について 中間とりまとめ（令和５年２月公表）」において，令和６年度から発電側課金制度を導入する整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映し，新たに系統連系受電サービス料金を設定するとともに，令和５年 11 月 24 日に経済産業大臣の承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの変更を料金率に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第 18 条第１項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，発電側課金制度を導入する整理がなされたこと，託送供給等に係る収入の見通しの変更について経済産業大臣の承認を受けたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
託 送 供 給 等 約 款	託 送 供 給 等 約 款
令和~~５~~年~~12~~月~~27~~日 実 施	令和６年４月１日 実 施
四国電力送配電株式会社	四国電力送配電株式会社

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
託　送　供　給　等　約　款	**託　送　供　給　等　約　款**
目　　次	目　　次
Ⅰ　総　　則	**Ⅰ　総　　則**
1　適　　用 …… 1	1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2	2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2	3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… ~~6~~	4　代表契約者の選任 …… 7
5　託送供給等に関する取扱い …… 7	5　託送供給等に関する取扱い …… 7
6　単位および端数処理 …… 7	6　単位および端数処理 …… 7
7　実 施 細 目 …… 8	7　実 施 細 目 …… 8
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
8　契約の要件 …… 9	8　契約の要件 …… 9
9　検討および契約の申込み …… ~~11~~	9　検討および契約の申込み …… 12
10　契約の成立および契約期間 …… ~~17~~	10　契約の成立および契約期間 …… 19
11　託送供給等の開始 …… ~~18~~	11　託送供給等の開始 …… 20
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… ~~18~~	12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 20
13　電気方式，電圧および周波数 …… ~~19~~	13　電気方式，電圧および周波数 …… 20
14　発電場所および需要場所 …… ~~20~~	14　発電場所および需要場所 …… 22
15　供給および契約の単位 …… ~~22~~	15　供給および契約の単位 …… 24
16　承諾の限界 …… ~~25~~	16　承諾の限界 …… 27
17　契約書の作成 …… ~~25~~	17　契約書の作成 …… 27

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
Ⅲ　料　　金	**Ⅲ　料　　金**
18　料　　金 …… ~~26~~	18　料　　金 …… 28
19　接続送電サービス …… ~~27~~	19　接続送電サービス …… 29
20　臨時接続送電サービス …… ~~45~~	20　臨時接続送電サービス …… 47
21　予備送電サービス …… ~~52~~	21　予備送電サービス …… 53
	22　系統連系受電サービス …… 55
~~22~~　発電量調整受電計画差対応電力 …… ~~53~~	23　発電量調整受電計画差対応電力 …… 59
~~23~~　接続対象計画差対応電力 …… ~~54~~	24　接続対象計画差対応電力 …… 60
~~24~~　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… ~~55~~	25　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 60
~~25~~　給電指令時補給電力 …… ~~56~~	26　給電指令時補給電力 …… 61
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
~~26~~　料金の適用開始の時期 …… ~~58~~	27　料金の適用開始の時期 …… 64
~~27~~　検　針　日 …… ~~58~~	28　検　針　日 …… 64
~~28~~　料金の算定期間 …… ~~59~~	29　料金の算定期間 …… 65
~~29~~　計　　量 …… ~~60~~	30　計　　量 …… 66
~~30~~　電力および電力量の算定 …… ~~60~~	31　電力および電力量の算定 …… 67
~~31~~　損　失　率 …… ~~70~~	32　損　失　率 …… 82
~~32~~　料金の算定 …… ~~70~~	33　料金の算定 …… 82
~~33~~　支払義務の発生および支払期日 …… ~~73~~	34　支払義務の発生および支払期日 …… 85
~~34~~　料金その他の支払方法 …… ~~74~~	35　料金その他の支払方法 …… 87
~~35~~　保　証　金 …… ~~76~~	36　保　証　金 …… 90
~~36~~　連帯責任 …… ~~78~~	37　連帯責任 …… 91
Ⅴ　供　　給	**Ⅴ　供　　給**

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~37~~　託送供給等の実施 …… ~~79~~	38　託送供給等の実施 …… 93
~~38~~　給電指令の実施等 …… ~~82~~	39　給電指令の実施等 …… 96
~~39~~　適正契約の保持等 …… ~~85~~	40　適正契約の保持等 …… 100
~~40~~　契約超過金 …… ~~86~~	41　契約超過金 …… 100
~~41~~　力率の保持 …… ~~87~~	42　力率の保持 …… 102
~~42~~　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 … ~~87~~	43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 … 103
~~43~~　託送供給等にともなう協力 …… ~~88~~	44　託送供給等にともなう協力 …… 104
~~44~~　託送供給等の停止 …… ~~89~~	45　託送供給等の停止 …… 104
~~45~~　託送供給等の停止の解除 …… ~~90~~	46　託送供給等の停止の解除 …… 106
~~46~~　託送供給の停止期間中の料金 …… ~~90~~	47　託送供給の停止期間中の料金 …… 106
~~47~~　違　約　金 …… ~~90~~	48　違　約　金 …… 106
~~48~~　損害賠償の免責 …… ~~91~~	49　損害賠償の免責 …… 107
~~49~~　設備の賠償 …… ~~92~~	50　設備の賠償 …… 107
Ⅵ　契約の変更および終了	**Ⅵ　契約の変更および終了**
~~50~~　契約の変更 …… ~~93~~	51　契約の変更 …… 108
~~51~~　名義の変更 …… ~~94~~	52　名義の変更 …… 109
~~52~~　契約の廃止 …… ~~95~~	53　契約の廃止 …… 110
~~53~~　供給開始後の契約の消滅または変更に ともなう料金および工事費の精算 …… ~~95~~	54　供給開始後の契約の消滅または変更に ともなう料金および工事費の精算 …… 111
~~54~~　解　約　等 …… ~~98~~	55　解　約　等 …… 114
~~55~~　契約消滅後の債権債務関係 …… ~~100~~	56　契約消滅後の債権債務関係 …… 116
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**
~~56~~　受電地点，供給地点および施設 …… ~~101~~	57　受電地点，供給地点および施設 …… 117

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~57~~ 架空引込線 …… ~~102~~	58 架空引込線 …… 118
~~58~~ 地中引込線 …… ~~103~~	59 地中引込線 …… 119
~~59~~ 連接引込線等 …… ~~104~~	60 連接引込線等 …… 120
~~60~~ 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… ~~105~~	61 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 121
~~61~~ 引込線の接続 …… ~~105~~	62 引込線の接続 …… 121
~~62~~ 計量器等の取付け …… ~~105~~	63 計量器等の取付け …… 121
~~63~~ 通信設備等の施設 …… ~~107~~	64 通信設備等の施設 …… 123
~~64~~ 専用供給設備 …… ~~107~~	65 専用供給設備 …… 123
Ⅷ　工事費の負担	**Ⅷ　工事費の負担**
~~65~~ 受電地点への供給設備の工事費負担金 …… ~~109~~	66 受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 125
~~66~~ 受電用計量器等の工事費負担金 …… ~~113~~	67 受電用計量器等の工事費負担金 …… 129
~~67~~ 会社間連系設備の工事費負担金 …… ~~113~~	68 会社間連系設備の工事費負担金 …… 129
~~68~~ 供給地点への供給設備の工事費負担金 …… ~~113~~	69 供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 129
~~69~~ 工事費負担金の申受けおよび精算 …… ~~121~~	70 工事費負担金の申受けおよび精算 …… 136
~~70~~ 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… ~~122~~	71 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 138
~~71~~ 臨時工事費 …… ~~123~~	72 臨時工事費 …… 139
~~72~~ 工事費等に関する契約書の作成 …… ~~124~~	73 工事費等に関する契約書の作成 …… 140
Ⅸ　保　　安	**Ⅸ　保　　安**
~~73~~ 保安の責任 …… ~~125~~	74 保安の責任 …… 141
~~74~~ 保安等に対する発電者および需要者の協力 …… ~~125~~	75 保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 141
~~75~~ 調　　査 …… ~~125~~	76 調　　査 …… 141
~~76~~ 調査等の委託 …… ~~126~~	77 調査等の委託 …… 142

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~77~~　調査に対する需要者の協力 …… ~~126~~ ~~78~~　検査または工事の受託 …… ~~126~~ ~~79~~　自家用電気工作物 …… ~~127~~ **附　　則** …… ~~128~~ **別　　表** …… ~~159~~	78　調査に対する需要者の協力 …… 142 79　検査または工事の受託 …… 142 80　自家用電気工作物 …… 143 **附　　則** …… 144 **別　　表** …… 190
Ⅰ　総　　則	**Ⅰ　総　　則**
３　定　　義 次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 (1)　契　約　者 この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。 (2)　発 電 契 約 者 この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。 (3)　需要抑制契約者 この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。 (4)　発　電　者 小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電	**３　定　　義** 次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 (1)　契　約　者 この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。 (2)　発 電 契 約 者 この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。 (3)　需要抑制契約者 この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。 (4)　発　電　者 小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
または放電する者で当社以外の者をいいます。	または放電する者で当社以外の者をいいます。
(5)　需　　要　　者	(5)　需　　要　　者
契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。	契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。
(6)　低　　　　圧	(6)　低　　　　圧
標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトをいいます。	標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトをいいます。
(7)　高　　　　圧	(7)　高　　　　圧
標準電圧 6,000 ボルトをいいます。	標準電圧 6,000 ボルトをいいます。
(8)　特　別　高　圧	(8)　特　別　高　圧
標準電圧 20,000 ボルト以上の電圧をいいます。	標準電圧 20,000 ボルト以上の電圧をいいます。
(9)　受　電　地　点	(9)　受　電　地　点
当社が託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。	当社が託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。
(10)　発　電　場　所	(10)　発　電　場　所
発電者が発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。	発電者が発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。
(11)　供　給　地　点	(11)　供　給　地　点
当社が託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。	当社が託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。
(12)　需　要　場　所	(12)　需　要　場　所
需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。	需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。
(13)　会社間連系点	(13)　会社間連系点
当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備（当該一般送配電事業者が使用権を有する設備を含みます。）	当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備（当該一般送配電事業者が使用権を有する設備を含みます。）

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。	と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。
(14)　中　継　振　替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。	(14)　中　継　振　替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。
(15)　地　内　振　替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。	(15)　地　内　振　替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。
(16)　発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。	(16)　発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。
(17)　発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。	(17)　発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。
(18)　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(18)　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(19)　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(19)　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(20)　接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。	(20)　接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。
(21)　接続受電電力量 受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。	(21)　接続受電電力量 受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(22)　接続供給電力 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。	(22)　接続供給電力 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。
(23)　接続供給電力量 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。	(23)　接続供給電力量 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。
(24)　接続対象電力 接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。	(24)　接続対象電力 接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。
(25)　接続対象電力量 接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。	(25)　接続対象電力量 接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。
(26)　接続対象計画電力 接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(26)　接続対象計画電力 接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(27)　接続対象計画電力量 接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(27)　接続対象計画電力量 接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(28)　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。	(28)　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。
(29)　需要抑制量調整受電電力量 受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。	(29)　需要抑制量調整受電電力量 受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。
(30)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(30)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(31)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(31)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(32)　ベースライン 需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(32)　ベースライン 需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(33)　損　失　率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。	(33)　損　失　率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。
(34)　契 約 電 力 契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。	(34)　契 約 電 力 契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。
(35)　契 約 容 量 契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。	(35)　契 約 容 量 契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。
(36)　契約受電電力 契約上使用できる受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。	(36)　契約受電電力 契約上使用できる受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。
	(37)　同時最大受電電力 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	(38)　最大連系電力等 低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で受電する場合は，30 分ごとの連系電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。
(~~37~~)　最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30 分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。	(39)　最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30 分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。
(~~38~~)　発電バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または ~~30~~（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。	(40)　発電バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。
(~~39~~)　需要バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または ~~30~~（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。	(41)　需要バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。
(~~40~~)　需要抑制バランシンググループ ~~30~~（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または ~~30~~（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。	(42)　需要抑制バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~(41)~~ 電　　灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。	(43) 電　　灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。
~~(42)~~ 小 型 機 器 主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。	(44) 小 型 機 器 主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。
~~(43)~~ 動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。	(45) 動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。
~~(44)~~ 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。	(46) 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。
~~(45)~~ 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。	(47) 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。
~~(46)~~ 定 期 検 査 電気事業法第 54 条および第 55 条第１項に定められた検査をいいます。	(48) 定 期 検 査 電気事業法第 54 条および第 55 条第１項に定められた検査をいいます。
~~(47)~~ 定 期 補 修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。	(49) 定 期 補 修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。
~~(48)~~ 給 電 指 令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）の運用または需要者の電気の使用等について，当社から指令することをいいます。	(50) 給 電 指 令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）の運用または需要者の電気の使用等について，当社から指令することをいいます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(~~40~~)　昼　間　時　間 毎日午前８時から午後 10 時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月30日，５月１日，５月２日，12 月 30 日および 12 月 31 日の該当する時間を除きます。 (~~50~~)　夜　間　時　間 昼間時間以外の時間をいいます。	(51)　昼　間　時　間 毎日午前８時から午後 10 時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月30日，５月１日，５月２日，12 月 30 日および 12 月 31 日の該当する時間を除きます。 (52)　夜　間　時　間 昼間時間以外の時間をいいます。
６　単位および端数処理 この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1)　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (2)　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット以下となるときは，契約電力を 0.5 キロワットといたします。	**６　単位および端数処理** この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1)　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (2)　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット以下となるときは，契約電力を 0.5 キロワットといたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。 (4)　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の 30 分ごとの接続受電電力量および 30 分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の 30 分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。 (5)　力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (6)　料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。	ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。 (4)　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の 30 分ごとの接続受電電力量および 30 分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の 30 分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。 (5)　力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (6)　料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
７　実　施　細　目 この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，~~発電者および~~需要者と別途協議を行なうことがあります。	**７　実　施　細　目** この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
８　契約の要件	**８　契約の要件**
(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。	イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。
ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。	ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。
ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。	ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。
ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。	ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。
ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることな	ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることな

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
く接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。	く接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。
	チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。
~~チ~~　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。	リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。
(ｲ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。	(ｲ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。
(ﾛ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。	(ﾛ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。
(ﾊ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。	(ﾊ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。
(2)　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	(2)　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給する	イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給する

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
こと。 ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。 ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。	こと。 ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。 ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。 ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）(4)に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。 ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）(3)ロの場合を除き，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。 チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。 リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~ヌ~~　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。 なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。 (3)　発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。 ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。 ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ホ　発電者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	へ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。 ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。
(~~3~~)　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	(4)　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。	イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。
(ｲ)　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。	(ｲ)　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。
ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）	ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）
ｂ　需要抑制の実施頻度および時期	ｂ　需要抑制の実施頻度および時期
(ﾛ)　(ｲ)によってえられた 100 キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。	(ﾛ)　(ｲ)によってえられた 100 キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。
(ﾊ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。	(ﾊ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。
(ﾆ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。	(ﾆ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。
(ﾎ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。	(ﾎ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。
ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を	ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
供給すること。 ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が ~~29~~（計量）(3)に該当しないこと。 ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	供給すること。 ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が 30（計量）(3)に該当しないこと。 ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
９　検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 (1)　受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のと	**９　検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 (1)　受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のと

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
きに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。	きに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。
ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。	ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。
(ｲ)　接続供給の場合	(ｲ)　接続供給の場合
a　契約者の名称	a　契約者の名称
b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）	b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）
c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容	c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
d　接続受電電力の最大値および最小値	d　接続受電電力の最大値および最小値
e　接続供給の開始希望日	e　接続供給の開始希望日
(ﾛ)　振替供給の場合	(ﾛ)　振替供給の場合
a　契約者の名称	a　契約者の名称
b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容	b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値	c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値
d　供給地点	d　供給地点
e　振替供給の開始希望日	e　振替供給の開始希望日

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(ﾊ)　発電量調整供給の場合	(ﾊ)　発電量調整供給の場合
a　発電契約者の名称	a　発電契約者の名称
b　発電者の名称，発電場所および受電地点	b　発電者の名称，発電場所および受電地点
c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様	c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様
d　発電量調整受電電力の最大値および最小値	d　発電量調整受電電力の最大値および最小値
e　受電地点における受電電圧	e　受電地点における受電電圧
f　発電場所における負荷設備および受電設備	f　発電場所における負荷設備および受電設備
g　発電量調整供給の開始希望日	g　発電量調整供給の開始希望日
ハ　検討期間および検討料	ハ　検討期間および検討料
(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。	(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。
(ﾛ)　当社は，原則として，１受電地点１検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。	(ﾛ)　当社は，原則として，１受電地点１検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。
a　検討を要しない場合	a　検討を要しない場合
b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。	b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。
(2)　供給側接続事前検討の申込み	(2)　供給側接続事前検討の申込み
イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定	イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。	送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。
ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
(ﾛ)　契約電力または契約容量	(ﾛ)　契約電力または契約容量
(ﾊ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧	(ﾊ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧
(ﾆ)　負荷設備または主開閉器	(ﾆ)　負荷設備または主開閉器
(ﾎ)　接続供給の開始希望日および使用期間	(ﾎ)　接続供給の開始希望日および使用期間
ハ　負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	ハ　負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。	ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。
(3)　需要抑制量調整供給事前検討の申込み	(3)　需要抑制量調整供給事前検討の申込み
イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」	イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
といいます。）をいたします。	といいます。）をいたします。
ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
(ｲ)　需要抑制契約者の名称	(ｲ)　需要抑制契約者の名称
(ﾛ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ﾛ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ﾊ)　需要抑制量調整供給の開始希望日	(ﾊ)　需要抑制量調整供給の開始希望日
ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。	ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。
(4)　契約の申込み	(4)　契約の申込み
契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書（当社所定の様式によります。）の写し，８（契約の要件）(2)ホに定める~~発電者の発電契約者に対する承諾書の写し（当社所定の様式によります。）または~~８（契約の要件）~~(3)ホ~~および需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書（当社所定の様式によります。）の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守する	契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書（当社所定の様式によります。）の写し，８（契約の要件）(2)ホに定める要件を満たすことを証明する文書および８（契約の要件）(2)ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書（当社所定の様式によります。）の写しまたは８（契約の要件）(4)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書（当社所定の様式によります。）の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ことを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。	で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。
なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)~~チ~~に定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。	なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。
また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネル	また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネル

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第 13 条第２項第 10 号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(~~3~~)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。	ギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第 13 条第２項第 10 号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
(ﾛ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧	(ﾛ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧
(ﾊ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等	(ﾊ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等
(ﾆ)　契約電力または契約容量	(ﾆ)　契約電力または契約容量
(ﾎ)　契約受電電力	(ﾎ)　契約受電電力
(ﾍ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別	(ﾍ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別
(ﾄ)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値	(ﾄ)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値
(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾇ)　連絡体制	(ﾇ)　連絡体制
(ﾙ)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間	(ﾙ)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間
なお，負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通	なお，負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
(ｲ)　連絡体制	(ｲ)　連絡体制
(ﾛ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容	(ﾛ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容
ハ　発電量調整供給の場合	ハ　発電量調整供給の場合
	(ｲ)　発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号
(~~ｲ~~)　契約受電電力	(ﾛ)　契約受電電力および同時最大受電電力
(~~ﾛ~~)　発電量調整受電計画電力	(ﾊ)　発電量調整受電計画電力
(~~ﾊ~~)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾆ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(~~ﾆ~~)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾎ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(~~ﾎ~~)　連絡体制	(ﾍ)　連絡体制
ニ　需要抑制量調整供給の場合	ニ　需要抑制量調整供給の場合
(ｲ)　需要抑制契約者の名称	(ｲ)　需要抑制契約者の名称
(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画電力	(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画電力
(ﾊ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需	(ﾊ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値	要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値
(ﾆ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの販売計画の最小値	(ﾆ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの販売計画の最小値
(ﾎ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ﾎ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ﾍ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称	(ﾍ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称
(ﾄ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる ~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ	(ﾄ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ
(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日	(ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日
(ﾙ)　連絡体制	(ﾙ)　連絡体制
なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる ~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。	なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。
(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社	(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。	が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。
(6)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。	(6)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。
(7)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，	(7)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。 (8)　電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。	当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。 (8)　電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。
10　契約の成立および契約期間 (1)　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。	**10　契約の成立および契約期間** (1)　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(2)　契約期間は，次によります。 イ　接続供給の場合 (ｲ)　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。 (ﾛ)　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 (ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。	(2)　契約期間は，次によります。 イ　接続供給の場合 (ｲ)　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。 (ﾛ)　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 (ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。 ロ　発電量調整供給の場合 (ｲ)　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。 (ﾛ)　契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 (ﾊ)　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~ロ~~　振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約~~，発電量調整供給契約~~または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。	ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。
11　託送供給等の開始 (1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。 (2)　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。	**11　託送供給等の開始** (1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。 (2)　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
14　発電場所および需要場所	**14　発電場所および需要場所**
(1)　当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。 なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。	(1)　当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。 なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。
イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。 なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。	イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。 なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。
ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。	ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。
(ｲ)　居住用の建物の場合 １建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。	(ｲ)　居住用の建物の場合 １建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。
a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。	a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。
b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。	b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能を有すること。	c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能を有すること。
(ﾛ)　居住用以外の建物の場合	(ﾛ)　居住用以外の建物の場合
１建物に会計主体の異なる部分があり，かつ，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている場合で，次のいずれかに該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。	１建物に会計主体の異なる部分があり，かつ，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている場合で，次のいずれかに該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。
なお，ｂの場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。	なお，ｂの場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。
a　各部分の間に共用する部分がないこと。	a　各部分の間に共用する部分がないこと。
b　各部分の所有者が異なること。	b　各部分の所有者が異なること。
(ﾊ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合	(ﾊ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合
１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。	１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。
(2)　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。	(2)　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。
(3)　道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。	(3)　道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。
(4)　(1)に定める１構内，(1)イに定める１建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」	(4)　(1)に定める１構内，(1)イに定める１建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。	といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。
イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。	イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。
(ｲ)　非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。	(ｲ)　非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。
(ﾛ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，~~42~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。	(ﾛ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。
ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。	ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。
ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。	ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。
ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，~~42~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施するこ	ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施するこ

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
とを承諾していただくこと。 ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。	とを承諾していただくこと。 ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。
15　供給および契約の単位 (1)　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所に~~つき~~，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。 イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合 (ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス (ﾛ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス (ﾊ)　高圧臨時接続送電サービス (ﾆ)　特別高圧臨時接続送電サービス	**15　供給および契約の単位** (1)　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所に<u>ついて１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し</u>，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。 イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合 (ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス (ﾛ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス (ﾊ)　高圧臨時接続送電サービス (ﾆ)　特別高圧臨時接続送電サービス

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約するとき。	ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約するとき。
(ｲ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス	(ｲ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス
(ﾛ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス	(ﾛ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス
ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合	ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合
ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合	ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合
ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。	ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。
ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合	ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合
(2)　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は，原則として，１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。	(2)　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は，原則として，１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。
なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給	なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
地点とみなすことがあります。	地点とみなすことがあります。
(3)　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。	(3)　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。
(4)　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。	(4)　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。<u>また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，１系統連系受電契約を結びます。</u>
なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（<u>極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。</u>以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
また，再生可能エネルギー発電設備（~~再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「~~再生可能エネルギー特別措置法~~」と~~	また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただ

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~いいます。〕~~第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，~~再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める~~特定契約~~〔以下「特定契約」といいます。〕~~により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。	し，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。
イ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。	イ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。
ロ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。	ロ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸	ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。	供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。
(5)　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。	(5)　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。
また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる ~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。	また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
16　承諾の限界 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情，料金~~および~~この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	**16　承諾の限界** 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。
Ⅲ　料　　金 **18　料　　金** 料金は，次のとおりといたします。 (1)　契約者に係る料金 イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，~~23~~（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに ~~25~~（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算	**Ⅲ　料　　金** **18　料　　金** 料金は，次のとおりといたします。 (1)　契約者に係る料金 イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，次に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定~~（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）~~いたします。	定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，次に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。
(ｲ)　検　針　日	(ｲ)　検　針　日
(ﾛ)　電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または ~~30~~（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日	(ﾛ)　電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日
(ﾊ)　電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日	(ﾊ)　電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日
(ﾆ)　契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）	(ﾆ)　契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）
(ﾎ)　~~30~~（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日	(ﾎ)　31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日
~~ﾊ　近接性評価割引~~	
~~(ｲ)　適　　用~~	
~~契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたし~~	

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~ます。~~ ~~なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。~~ ~~(ﾛ)　近接性評価割引額の算定および割引の実施~~ ~~a　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。~~ ~~b　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。~~ ~~c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，bに準じて割引を行ないます。~~	
(2)　発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量	(2)　発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに ~~25~~（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。	調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 (3)　発電者に係る料金 イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。 ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。 (ｲ)　検針日 (ﾛ)　発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ﾊ)　31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日 ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。
~~(3)~~　需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。	(4)　需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。
19　接続送電サービス (1)　適 用 範 囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供	**19　接続送電サービス** (1)　適 用 範 囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
する電気に適用いたします。	する電気に適用いたします。
(2)　接続送電サービス契約電力等	(2)　接続送電サービス契約電力等
電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。	電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。
イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。	イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。
(ｲ)　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。	(ｲ)　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。
a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。	a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。
b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日	b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。	以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。
c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降 12 月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。	c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降 12 月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。
(ﾛ)　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値とし，	(ﾛ)　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値とし，

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ハ)　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(イ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	(ハ)　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(イ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ニ)　(イ)の適用後１年に満たない場合は，(ロ)または(ハ)を適用いたしません。また，(ロ)または(ハ)の適用後１年に満たない場合は，(イ)を適用いたしません。	(ニ)　(イ)の適用後１年に満たない場合は，(ロ)または(ハ)を適用いたしません。また，(ロ)または(ハ)の適用後１年に満たない場合は，(イ)を適用いたしません。
(ホ)　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，~~50~~（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。	(ホ)　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。
ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。 なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがありま	ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。 なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがありま

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
す。	す。
ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が 500 キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。	ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が 500 キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。
ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 　また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，~~50~~（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 　なお，この場合，当社は，必要に応じて需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。	ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 　また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 　なお，この場合，当社は，必要に応じて需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
(3)　接続送電サービス料金 　接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。	(3)　接続送電サービス料金 　接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。
イ　低圧で供給する場合	イ　低圧で供給する場合
(ｲ)　電灯定額接続送電サービス	(ｲ)　電灯定額接続送電サービス

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td>
a　適 用 範 囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 400 ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　契約負荷設備
契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。
d　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。
(a)　電 灯 料 金
ｉ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。
<table>
<tr><td>10 ワットまでの１灯につき</td><td><s>40</s>円<s>46</s>銭</td></tr>
<tr><td>10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき</td><td><s>80</s>円<s>92</s>銭</td></tr>
<tr><td>20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき</td><td><s>161</s>円<s>84</s>銭</td></tr>
</table>
</td><td>
a　適 用 範 囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 400 ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　契約負荷設備
契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。
d　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。
(a)　電 灯 料 金
ｉ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。
<table>
<tr><td>10 ワットまでの１灯につき</td><td><u>38</u>円<u>28</u>銭</td></tr>
<tr><td>10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき</td><td><u>76</u>円<u>56</u>銭</td></tr>
<tr><td>20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき</td><td><u>153</u>円<u>12</u>銭</td></tr>
</table>
</td></tr>
</table>

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）		変更後（令和６年４月１日実施予定）	
40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき	~~242~~ 円 ~~76~~ 銭	40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき	229 円 68 銭
60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき	~~404~~ 円 ~~59~~ 銭	60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき	382 円 81 銭
100 ワットをこえる１灯につき 50 ワットまでごとに	~~202~~ 円 ~~30~~ 銭	100 ワットをこえる１灯につき 50 ワットまでごとに	191 円 40 銭

ii　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b)　小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50 ボルトアンペアまでの１機器につき	~~120~~ 円 ~~85~~ 銭	50 ボルトアンペアまでの１機器につき	114 円 33 銭
50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの１機器につき	~~241~~ 円 ~~69~~ 銭	50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの１機器につき	228 円 68 銭

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
100 ボルトアンペアをこえる１機器につき 50 ボルトアンペアまでごとに　~~120 円 85 銭~~	100 ボルトアンペアをこえる１機器につき 50 ボルトアンペアまでごとに　114 円 33 銭
e　そ　の　他	e　そ　の　他
(a)　当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。	(a)　当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。
(b)　特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。	(b)　特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。
(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス	(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
(a)　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。	(a)　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。
(b)　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。	(b)　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。
(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。	(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。
(a)　基 本 料 金	(a)　基 本 料 金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｉ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ｉ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで　**363 円 00 銭**	１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで　**363 円 00 銭**

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**121 円 00 銭**	上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**121 円 00 銭**

ii　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約容量を定める場合

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで　**297 円 00 銭**	１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで　**297 円 00 銭**
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　**99 円 00 銭**	上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　**99 円 00 銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
１キロワット時につき　**~~9~~円 ~~38~~銭**	１キロワット時につき　**8 円 82 銭**

(ﾊ)　電灯時間帯別接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計と

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
いたします。	いたします。
(a)　基 本 料 金	(a)　基 本 料 金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで　**363 円 00 銭**	１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで　**363 円 00 銭**
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**121 円 00 銭**	上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**121 円 00 銭**
ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約容量を定める場合	ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約容量を定める場合
１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで　**297 円 00 銭**	１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで　**297 円 00 銭**
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　**99 円 00 銭**	上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　**99 円 00 銭**
(b)　電 力 量 料 金	(b)　電 力 量 料 金
電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
ⅰ　昼 間 時 間	ⅰ　昼 間 時 間
１キロワット時につき　**~~10~~ 円 ~~15~~ 銭**	１キロワット時につき　**9 円 50 銭**
ⅱ　夜 間 時 間	ⅱ　夜 間 時 間
１キロワット時につき　**8 円 ~~50~~ 銭**	１キロワット時につき　**8 円 11 銭**

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(ニ)　電灯従量接続送電サービス	(ニ)　電灯従量接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~15~~ 円 ~~33~~ 銭	１キロワット時につき　14 円 77 銭
(ホ)　動力標準接続送電サービス	(ホ)　動力標準接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
(a)　接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であること。	(a)　接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であること。
(b)　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計また	(b)　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計また

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
は接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	は接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。
(a)　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	(a)　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
i　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	i　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**554 円 40 銭**	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**554 円 40 銭**
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ii　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ii　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**454 円 30 銭**	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**454 円 30 銭**
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
(b)　電 力 量 料 金	(b)　電 力 量 料 金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~**6 円 81 銭**~~	１キロワット時につき　**5 円 97 銭**
(c)　そ　の　他	(c)　そ　の　他
接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
d　そ　の　他	d　そ　の　他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
(ﾍ)　動力時間帯別接続送電サービス	(ﾍ)　動力時間帯別接続送電サービス
a　適 用 範 囲	a　適 用 範 囲

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(ホ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	(ホ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。
(a)　基　本　料　金	(a)　基　本　料　金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ⅰ　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ⅰ　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**554 円 40 銭**	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**554 円 40 銭**
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ⅱ　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ⅱ　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**454 円 30 銭**	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**454 円 30 銭**
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワット	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワット

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
の場合の基本料金の半額といたします。	の場合の基本料金の半額といたします。
(b)　電 力 量 料 金	(b)　電 力 量 料 金
電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
ｉ　昼 間 時 間	ｉ　昼 間 時 間
１キロワット時につき　**~~7~~円 ~~35~~銭**	１キロワット時につき　**6円 44銭**
ⅱ　夜 間 時 間	ⅱ　夜 間 時 間
１キロワット時につき　**~~6~~円 ~~25~~銭**	１キロワット時につき　**5円 51銭**
(c)　そ　の　他	(c)　そ　の　他
接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
d　そ　の　他	d　そ　の　他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
(ﾄ)　動力従量接続送電サービス	(ﾄ)　動力従量接続送電サービス
a　適 用 範 囲	a　適 用 範 囲
(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　15 円 ~~00~~ 銭	１キロワット時につき　15 円 06 銭
d　そ　の　他	d　そ　の　他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
ロ　高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合
(ｲ)　高圧標準接続送電サービス	(ｲ)　高圧標準接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が 50 キロワット未満である場合についても適用することがあります。	接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が 50 キロワット未満である場合についても適用することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたしま	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたしま

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
す。	す。
(a)　基 本 料 金	(a)　基 本 料 金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。
なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**712 円 80 銭**	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**712 円 80 銭**
(b)　電 力 量 料 金	(b)　電 力 量 料 金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　**2 円 ~~73~~ 銭**	１キロワット時につき　**2 円 01 銭**
(ﾛ)　高圧時間帯別接続送電サービス	(ﾛ)　高圧時間帯別接続送電サービス

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
a　適　用　範　囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 (a)　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなか	a　適　用　範　囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 (a)　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなか

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
った期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	った期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　712 円 80 銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　712 円 80 銭
(b)　電 力 量 料 金	(b)　電 力 量 料 金
電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
ｉ　昼 間 時 間	ｉ　昼 間 時 間
１キロワット時につき　~~3 円 01 銭~~	１キロワット時につき　2 円 21 銭
ⅱ　夜 間 時 間	ⅱ　夜 間 時 間
１キロワット時につき　~~2 円 41 銭~~	１キロワット時につき　1 円 82 銭
(ハ)　高圧従量接続送電サービス	(ハ)　高圧従量接続送電サービス
a　適 用 範 囲	a　適 用 範 囲
(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~14 円 41 銭~~	１キロワット時につき　13 円 70 銭

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td>ハ　特別高圧で供給する場合
(ｲ)　特別高圧標準接続送電サービス
a　適 用 範 囲
接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
<table><tr><td rowspan="2">接続送電サービス
契　約　電　力</td><td>10,000 キロワット未満</td><td>標準電圧 20,000 ボルト</td></tr><tr><td>10,000 キロワット以上</td><td>標準電圧 60,000 ボルト</td></tr></table>
c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。
(a)　基 本 料 金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく</td><td>ハ　特別高圧で供給する場合
(ｲ)　特別高圧標準接続送電サービス
a　適 用 範 囲
接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
<table><tr><td rowspan="2">接続送電サービス
契　約　電　力</td><td>10,000 キロワット未満</td><td>標準電圧 20,000 ボルト</td></tr><tr><td>10,000 キロワット以上</td><td>標準電圧 60,000 ボルト</td></tr></table>
c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。
(a)　基 本 料 金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく</td></tr>
</table>

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　~~553~~円 ~~30~~銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　510円 40銭
(b)　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b)　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~1~~円 ~~17~~銭	１キロワット時につき　77銭
(ﾛ)　特別高圧時間帯別接続送電サービス	(ﾛ)　特別高圧時間帯別接続送電サービス
a　適 用 範 囲	a　適 用 範 囲
(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力　10,000 キロワット未満　標準電圧 20,000 ボルト	接続送電サービス契約電力　10,000 キロワット未満　標準電圧 20,000 ボルト

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト	10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	~~553~~円 ~~30~~銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	510円 40銭

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(b)　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼 間 時 間	(b)　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼 間 時 間
１キロワット時につき　**~~1~~円 ~~22~~銭**	１キロワット時につき　**78銭**
ii　夜 間 時 間	ii　夜 間 時 間
１キロワット時につき　**~~1~~円 ~~00~~銭**	１キロワット時につき　**76銭**
(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス a　適 用 範 囲 (イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス a　適 用 範 囲 (イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力　10,000 キロワット未満　標準電圧 20,000 ボルト	接続送電サービス契約電力　10,000 キロワット未満　標準電圧 20,000 ボルト
接続送電サービス契約電力　10,000 キロワット以上　標準電圧 60,000 ボルト	接続送電サービス契約電力　10,000 キロワット以上　標準電圧 60,000 ボルト
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　**~~10~~円 ~~24~~銭**	１キロワット時につき　**9円 14銭**

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。 (ｲ)　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後 10 時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100 パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表５（平均力率の算定）によるものといたします。 なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85 パーセントとみなします。 (ﾛ)　力率が，85 パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85 パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。 ホ　そ　の　他 (ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。	ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。 (ｲ)　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後 10 時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100 パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表５（平均力率の算定）によるものといたします。 なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85 パーセントとみなします。 (ﾛ)　力率が，85 パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85 パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。 ホ　そ　の　他 (ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。	(ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。
(ﾊ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。	(ﾊ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。
(ﾆ)　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。	(ﾆ)　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。
(ﾎ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。	(ﾎ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td>(4)　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い
高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額から，イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。
イ　ピークシフト割引額
ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。
ピークシフト割引額　＝　次に定める割引単価　×　ロのピークシフト電力
<table><tr><td rowspan="2">ピークシフト電力
１キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>534 円 60 銭</td></tr><tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td><s>414</s> 円 <s>70</s> 銭</td></tr></table>ロ　ピークシフト電力
ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との</td><td>(4)　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い
高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額から，イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。
イ　ピークシフト割引額
ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。
ピークシフト割引額　＝　次に定める割引単価　×　ロのピークシフト電力
<table><tr><td rowspan="2">ピークシフト電力
１キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>534 円 60 銭</td></tr><tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td><u>382</u> 円 <u>80</u> 銭</td></tr></table>ロ　ピークシフト電力
ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との</td></tr>
</table>

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
20　臨時接続送電サービス (1)　適　用　範　囲 契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。 (2)　臨時接続送電サービス契約電力等 電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。 イ　低圧で供給する場合 (ｲ)　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合 次により，臨時接続送電サービス契約容量を定めます。	**20　臨時接続送電サービス** (1)　適　用　範　囲 契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。 (2)　臨時接続送電サービス契約電力等 電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。 イ　低圧で供給する場合 (ｲ)　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合 次により，臨時接続送電サービス契約容量を定めます。

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td>a　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表６（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。
<table><tr><td>最初の６キロボルトアンペアにつき</td><td>95 パーセント</td></tr><tr><td>次の 14 キロボルトアンペアにつき</td><td>85 パーセント</td></tr><tr><td>次の 30 キロボルトアンペアにつき</td><td>75 パーセント</td></tr><tr><td>50 キロボルトアンペアをこえる部分につき</td><td>65 パーセント</td></tr></table>b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。
なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
c　特別の事情がある場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，ａにかかわらず，契約者と当社との協議によって定めた値とすることがあります。
(ﾛ)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合</td><td>a　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表６（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。
<table><tr><td>最初の６キロボルトアンペアにつき</td><td>95 パーセント</td></tr><tr><td>次の 14 キロボルトアンペアにつき</td><td>85 パーセント</td></tr><tr><td>次の 30 キロボルトアンペアにつき</td><td>75 パーセント</td></tr><tr><td>50 キロボルトアンペアをこえる部分につき</td><td>65 パーセント</td></tr></table>b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。
なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
c　特別の事情がある場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，ａにかかわらず，契約者と当社との協議によって定めた値とすることがあります。
(ﾛ)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td>次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。
a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。
(a)　契約負荷設備のうち
<table><tr><td rowspan="3">最大の入力のものから</td><td>最初の２台の入力につき</td><td>100 パーセント</td></tr><tr><td>次の２台の入力につき</td><td>95 パーセント</td></tr><tr><td>上記以外のものの入力につき</td><td>90 パーセント</td></tr></table>
(b)　(a)によってえた値の合計のうち
<table><tr><td>最初の６キロワットにつき</td><td>100 パーセント</td></tr><tr><td>次の 14 キロワットにつき</td><td>90 パーセント</td></tr><tr><td>次の 30 キロワットにつき</td><td>80 パーセント</td></tr><tr><td>50 キロワットをこえる部分につき</td><td>70 パーセント</td></tr></table>
b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約</td><td>次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。
a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。
(a)　契約負荷設備のうち
<table><tr><td rowspan="3">最大の入力のものから</td><td>最初の２台の入力につき</td><td>100 パーセント</td></tr><tr><td>次の２台の入力につき</td><td>95 パーセント</td></tr><tr><td>上記以外のものの入力につき</td><td>90 パーセント</td></tr></table>
(b)　(a)によってえた値の合計のうち
<table><tr><td>最初の６キロワットにつき</td><td>100 パーセント</td></tr><tr><td>次の 14 キロワットにつき</td><td>90 パーセント</td></tr><tr><td>次の 30 キロワットにつき</td><td>80 パーセント</td></tr><tr><td>50 キロワットをこえる部分につき</td><td>70 パーセント</td></tr></table>
b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約</td></tr>
</table>

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
電力は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	電力は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
ロ　高圧または特別高圧で供給する場合	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合
需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。	需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。
(3)　臨時接続送電サービス料金	(3)　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。	臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。
イ　低圧で供給する場合	イ　低圧で供給する場合
(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービス	(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービス
ａ　適　用　範　囲	ａ　適　用　範　囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。
ｂ　供給電気方式および供給電圧	ｂ　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
単相２線式標準電圧 200 ボルトまたは交流３相３線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。	単相２線式標準電圧 200 ボルトまたは交流３相３線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。
総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合 ／ **3 円 ~~59~~ 銭**	総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合 ／ **3 円 39 銭**
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合 ／ **~~7~~ 円 ~~17~~ 銭**	総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合 ／ **6 円 79 銭**
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに ／ **~~7~~ 円 ~~17~~ 銭**	総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに ／ **6 円 79 銭**
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合 ／ **~~71~~ 円 ~~73~~ 銭**	総容量が 500 ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合 ／ **67 円 87 銭**
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに ／ **~~71~~ 円 ~~73~~ 銭**	総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに ／ **67 円 87 銭**
(ﾛ)　電灯臨時接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a)　臨時接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。	(ﾛ)　電灯臨時接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a)　臨時接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。	(b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 200 ボルトまたは交流３相３線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 200 ボルトまたは交流３相３線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。	c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。
(a)　基 本 料 金 基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 10 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	(a)　基 本 料 金 基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 10 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
(b)　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b)　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~10~~円 ~~32~~銭	１キロワット時につき　9円 70銭
(ﾊ)　動力臨時定額接続送電サービス	(ﾊ)　動力臨時定額接続送電サービス
a　適 用 範 囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。	a　適 用 範 囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。	c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。
臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき　~~106~~円 ~~29~~銭	臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき　99 円 69 銭
d　そ　の　他 当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。	d　そ　の　他 当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。
(ニ)　動力臨時接続送電サービス	(ニ)　動力臨時接続送電サービス
a　適　用　範　囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50 キロワット未満であるときに適用いたします。	a　適　用　範　囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50 キロワット未満であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金	c　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。	臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。
(a)　基 本 料 金	(a)　基 本 料 金
基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ﾎ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ﾎ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
(b)　電 力 量 料 金	(b)　電 力 量 料 金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~8円 17銭~~	１キロワット時につき　7円 16銭
ロ　高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合
臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。	臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。
(ｲ)　適 用 範 囲	(ｲ)　適 用 範 囲
臨時接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。	臨時接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。
(ﾛ)　供給電気方式および供給電圧	(ﾛ)　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。
(ﾊ)　臨時接続送電サービス料金	(ﾊ)　臨時接続送電サービス料金

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。	臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。
a　基 本 料 金	a　基 本 料 金
基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
b　電 力 量 料 金	b　電 力 量 料 金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~3~~円 ~~28~~銭	１キロワット時につき　2円 41 銭
ハ　特別高圧で供給する場合	ハ　特別高圧で供給する場合
臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。	臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。
(ｲ)　適 用 範 囲	(ｲ)　適 用 範 囲
臨時接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。	臨時接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。
(ﾛ)　供給電気方式および供給電圧	(ﾛ)　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
臨時接続送電サービス契約電力　10,000 キロワット未満　標準電圧 20,000 ボルト	臨時接続送電サービス契約電力　10,000 キロワット未満　標準電圧 20,000 ボルト

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
10,000 キロワット以上 ｜ 標準電圧 60,000 ボルト	10,000 キロワット以上 ｜ 標準電圧 60,000 ボルト
(ハ)　臨時接続送電サービス料金	(ハ)　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。	臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。
a　基 本 料 金	a　基 本 料 金
基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
b　電 力 量 料 金	b　電 力 量 料 金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき ｜ ~~1~~円 ~~40~~銭	１キロワット時につき ｜ 92 銭
ニ　力率割引および割増し	ニ　力率割引および割増し
高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。	高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。
ホ　そ　の　他	ホ　そ　の　他
臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。	臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
(4)　そ　の　他	(4)　そ　の　他
イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。	イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。 ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。	ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。 ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。
21　予備送電サービス (1)　適　用　範　囲 高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が，受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。 イ　予備送電サービスＡ 常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合 ロ　予備送電サービスＢ 常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合 (2)　予備送電サービス契約電力 予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力	**21　予備送電サービス** (1)　適　用　範　囲 高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が，受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。 イ　予備送電サービスＡ 常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合 ロ　予備送電サービスＢ 常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合 (2)　予備送電サービス契約電力 予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td>の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として 50 キロワットを下回らないものといたします。
(3)　予備送電サービス料金
予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。
なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。
また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。
イ　予備送電サービスＡ
<table><tr><td rowspan="2">予備送電サービス契約電力１キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>85 円 80 銭</td></tr><tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>~~83~~ 円 ~~60~~ 銭</td></tr></table></td><td>の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として 50 キロワットを下回らないものといたします。
(3)　予備送電サービス料金
予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。
なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。
また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。
イ　予備送電サービスＡ
<table><tr><td rowspan="2">予備送電サービス契約電力１キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>85 円 80 銭</td></tr><tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td><u>78</u> 円 <u>10</u> 銭</td></tr></table></td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td>ロ　予備送電サービスＢ
<table><tr><td rowspan="2">予備送電サービス契約電力１キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>121 円 00 銭</td></tr><tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>~~141~~ 円 ~~90~~ 銭</td></tr></table>(4)　力率割引および割増し
力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。
(5)　そ　の　他
イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。</td><td>ロ　予備送電サービスＢ
<table><tr><td rowspan="2">予備送電サービス契約電力１キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>121 円 00 銭</td></tr><tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>130 円 90 銭</td></tr></table>(4)　力率割引および割増し
力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。
(5)　そ　の　他
イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。</td></tr>
<tr><td></td><td>22　系統連系受電サービス
(1)　適　用　範　囲
小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。
(2)　系統連系受電課金対象電力
各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。
イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合
(ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合
系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。</td></tr>
</table>

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	(ﾛ)　(ｲ)以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 (ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。 (ﾛ)　(ｲ)以外の場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 (ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (ﾛ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア (ﾊ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ニ)　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット (3)　系統連系受電サービス料金 系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。 イ　基 本 料 金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。 系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　**92 円 73 銭** ロ　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　**25 銭** ハ　系統設備効率化割引 系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。 (ｲ)　適　　用 ａ　系統設備効率化割引Ａ 受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ａ－１，Ａ－２またはＡ－３に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。 なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。 ｂ　系統設備効率化割引Ｂ 低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。 なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。 (ﾛ)　系統設備効率化割引単価 系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。 ａ　系統設備効率化割引Ａ単価 系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおり

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td></td><td>
といたします。
(a)　受電電圧が標準電圧 100,000 ボルトをこえる場合
<table>
<tr><th></th><th>連系変電所等</th><th>単　　価</th></tr>
<tr><td rowspan="3">系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき</td><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合</td><td>46 円 92 銭</td></tr>
<tr><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合</td><td>7 円 34 銭</td></tr>
<tr><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合</td><td>3 円 66 銭</td></tr>
</table>
(b)　(a)以外の場合
<table>
<tr><th></th><th>連系変電所等</th><th>単　　価</th></tr>
<tr><td>系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき</td><td>別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合</td><td>46 円 92 銭</td></tr>
</table>
</td></tr>
</table>

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）

	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	**14 円 66 銭**
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	**7 円 34 銭**

ｂ　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－１の場合	**39 円 97 銭**
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－２の場合	**10 円 40 銭**

(ﾊ)　系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は，(2)の系統連系受電課金対象電力に(ﾛ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。 ニ　そ　の　他 系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
~~22~~　発電量調整受電計画差対応電力 (1)　適　　用 発電バランシンググループにおいて，~~38~~（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2)　発電量調整受電計画差対応電力 イ　発電量調整受電計画差対応補給電力 (ｲ)　適 用 範 囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ﾛ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」	**23　発電量調整受電計画差対応電力** (1)　適　　用 発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2)　発電量調整受電計画差対応電力 イ　発電量調整受電計画差対応補給電力 (ｲ)　適 用 範 囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ﾛ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (ｲ)　適　用　範　囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ﾛ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (ｲ)　適　用　範　囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ﾛ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
~~23~~　**接続対象計画差対応電力** (1)　適　　用 ~~38~~（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	24　**接続対象計画差対応電力** (1)　適　　用 39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(2)　接続対象計画差対応電力	(2)　接続対象計画差対応電力
イ　接続対象計画差対応補給電力	イ　接続対象計画差対応補給電力
(ｲ)　適　用　範　囲	(ｲ)　適　用　範　囲
30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(ﾛ)　接続対象計画差対応補給電力料金	(ﾛ)　接続対象計画差対応補給電力料金
接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(ﾊ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価	(ﾊ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価
接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応余剰電力	ロ　接続対象計画差対応余剰電力
(ｲ)　適　用　範　囲	(ｲ)　適　用　範　囲
30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(ﾛ)　接続対象計画差対応余剰電力料金	(ﾛ)　接続対象計画差対応余剰電力料金
接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(ﾊ)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価	(ﾊ)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
~~25~~　給電指令時補給電力 (1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 ~~38~~（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，~~30~~（電力および電力量の算定）(20)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 (2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 ~~38~~（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用	**26　給電指令時補給電力** (1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(20)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 (2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。	されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。
ロ　給電指令時補給電力料金	ロ　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ハ　給電指令時補給電力量	ハ　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)により 30 分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(18)により 30 分ごとに算定された値といたします。
ニ　給電指令時補給電力料金単価	ニ　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
~~27~~　検　　針　　日 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1)　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。ただし，やむをえない事情のある場合は，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針することがあります。 なお，高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，毎月１日といたします。また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，~~契約者または発電契約者と当社との協議によって，~~受電地点における検針日と供給地点における検針日~~を~~同一の日と~~することがあります。~~ (2)　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。 (3)　当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。 イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定	**28　検　　針　　日** 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1)　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。ただし，やむをえない事情のある場合は，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針することがあります。 なお，高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，毎月１日といたします。また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。 (2)　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。 (3)　当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。 イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合 ロ　非常変災等の場合 ハ　その他特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者の承諾をえたとき。 (4)　(3)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。 (5)　(3)ロまたはハの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。	した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合 ロ　非常変災等の場合 ハ　その他特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者の承諾をえたとき。 (4)　(3)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。 (5)　(3)ロまたはハの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。
~~28~~　料金の算定期間 (1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　当社があらかじめ契約者に~~電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）~~をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の	**29　料金の算定期間** (1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。 ハ　定額接続送電サービスの料金または ~~30~~（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。	滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。 ハ　定額接続送電サービスの料金または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。 (2)　系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間ま

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	たは直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。
(~~2~~)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。	(3)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。
~~20~~　計　　量	**30　計　　量**
(1)　当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として ~~37~~（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその 30 分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，	(1)　当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として 38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその 30 分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 なお，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 (2)　受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。 (3)　技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。	と認めるときは，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 なお，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 (2)　受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。 なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。 (3)　技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。
~~30~~　電力および電力量の算定 (1)　発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。 (2)　発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。	**31　電力および電力量の算定** (1)　発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。 (2)　発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。
	ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，30 分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。
(3)　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	(3)　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(4)　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。	(4)　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
(5)　接続受電電力 接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに，算定いたします。	(5)　接続受電電力 接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに，算定いたします。
(6)　接続受電電力量 接続受電電力量は，30 分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。	(6)　接続受電電力量 接続受電電力量は，30 分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。
(7)　接続供給電力 接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。	(7)　接続供給電力 接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。
(8)　接続供給電力量 接続供給電力量は，供給地点ごとに，30 分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。 また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日	(8)　接続供給電力量 接続供給電力量は，供給地点ごとに，30 分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。 また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
までの期間といたします。）において合計した値といたします。 なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾊ)および(ﾍ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。	までの期間といたします。）において合計した値といたします。 なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾊ)および(ﾍ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。
(9)　接続対象電力 接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	(9)　接続対象電力 接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(10)　接続対象電力量 接続対象電力量は，30 分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。	(10)　接続対象電力量 接続対象電力量は，30 分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(ｲ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値 ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。 $\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ －　需要抑制量調整受電計画電力量 (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回ると	(ｲ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値 ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。 $\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ －　需要抑制量調整受電計画電力量 (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回ると

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
き。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 － 需要抑制量調整受電計画電力量 (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 (d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × 1 ／ 1－損失率（~~31~~〔損失率〕に定める損失率といたします。） (ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (11)　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値と	き。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 － 需要抑制量調整受電計画電力量 (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 (d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × 1 ／ 1－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。） (ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (11)　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値と

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
し，30 分ごとに算定いたします。	し，30 分ごとに算定いたします。
⑿　接続対象計画電力量	⑿　接続対象計画電力量
接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。	接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。
⒀　需要抑制量調整受電電力	⒀　需要抑制量調整受電電力
需要抑制量調整受電電力は，⒁の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電電力は，⒁の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
⒁　需要抑制量調整受電電力量	⒁　需要抑制量調整受電電力量
需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。	需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。
イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値	イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値
(ｲ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。），ベースラインを	(ｲ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。），ベースラインを

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
上回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　０ (ﾛ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝ ベースライン －｛接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{21}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$｝ (ﾊ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量 ﾛ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）	上回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　０ (ﾛ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝ ベースライン －｛接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$｝ (ﾊ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量 ﾛ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
需要抑制量調整受電電力量　＝ ベースライン －｛接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\sout{31}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$｝ ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。	需要抑制量調整受電電力量　＝ ベースライン －｛接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（}\underline{32}\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$｝ ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。
(15)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	(15)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(16)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。	(16)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。
(17)　ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サー	(17)　ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サー

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ビスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。	ビスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。
⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。 (ｲ)　(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。 (ｲ)　(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。 c　~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 d　~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。	(ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。 c　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 d　39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。
(ﾊ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電	(ﾊ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。	計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。
a　~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	a　39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（~~38~~〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合
~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
対象電力量と一致または上回る場合	対象電力量と一致または上回る場合
~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
b　ファーム電源に対して，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および ~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	b　ファーム電源に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（~~38~~〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合
~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施し	39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施し

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
た場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差	た場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
d　~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	d　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合
~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合
~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合による出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)への場合による出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
e　~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	e　39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合
~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に~~38~~（給電指令の実施等）(2)	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによ	(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによ

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
る出力抑制対象電力量とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － ~~38~~(給電指令の実施等)(2)ホによる出力抑制対象電力量 － ~~38~~(給電指令の実施等)(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	る出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39(給電指令の実施等)(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 39(給電指令の実施等)(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。	(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロに	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロに

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
より通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは ~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	より通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは 39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
(20)　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補	(20)　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 (21)　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 (22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需	給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 (21)　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 (22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ { 接続供給電力量 × 1 / (1－損失率（~~21~~〔損失率〕に定める損失率といたします。)) } － ベースライン	要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ { 接続供給電力量 × 1 / (1－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。)) } － ベースライン
(23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係	(23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 計画電力量	る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 計画電力量
(24)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。	(24)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。
(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。
(26)　~~27~~（検針日）(2)または(3)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	(26)　28（検針日）(2)または(3)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。
(27)　15（供給および契約の単位）(1)において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所におけ	(27)　15（供給および契約の単位）(1)において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所におけ

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
る 30 分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ 30 分ごとに合計することがあります。 (28)　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 (29)　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30 分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30 分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。	る 30 分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ 30 分ごとに合計することがあります。 (28)　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 (29)　計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30 分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30 分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。
~~32~~ **料 金 の 算 定** (1)　送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。 イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供	33 **料 金 の 算 定** (1)　送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。 イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしく

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
給契約が消滅した場合	は需要抑制量調整供給契約が消滅した場合
ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合	ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合
	ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合
~~ハ~~　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合	ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合
~~ニ~~　~~28~~（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。	ホ　29（料金の算定期間）(1)イの場合で供給側検針期間の日数がその供給側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
~~ホ~~　~~28~~（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。	ヘ　29（料金の算定期間）(1)ロの場合で供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
	ト　29（料金の算定期間）(2)イの場合で受電側検針期間の日数がその受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
	チ　29（料金の算定期間）(2)ロの場合で受電側計量期間の日数がその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
(2)　当社は，(1)ロ，ハ，ニ~~または~~ホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。	(2)　当社は，(1)ロ，ハ，ニ，ホ，ヘ，トまたはチの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいた

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 $$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$ ただし，(1)~~ニまたは~~ホに該当する場合は， $$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$ といたします。	します。 イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 $$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$ ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は， $$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$ といたします。
ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合 $$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$ ただし，(1)~~ニまたは~~ホに該当する場合は， $$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$ といたします。	ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合 $$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$ ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は， $$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$ といたします。
(3)　(1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)~~ハ~~の場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，	(3)　(1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
変更のあった日から適用いたします。	変更のあった日から適用いたします。
	(4)　(1)ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 　また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。
(~~4~~)　契約者が供給地点を新たに設定し，~~または~~供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。	(5)　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。
イ　供給地点を新たに設定した場合 　供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。	イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 　供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。
ロ　供給地点を消滅させる場合 　消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。	ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 　消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。
(~~5~~)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または ~~30~~（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(~~4~~)に準ずるものといたします。この場合，(~~4~~)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属す	(6)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
る検針区域の検針日といたします。	の属する検針区域の検針日といたします。
(~~6~~)　~~28~~（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(~~4~~)に準ずるものといたします。この場合，(~~4~~)にいう検針日は，計量日といたします。	(7)　29（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，供給側計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。
	(8)　29（料金の算定期間）(2)ロの場合は，(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，受電側計量期間の日数といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。
(~~7~~)　契約者が供給地点を新たに設定し，~~または供給~~地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。	(9)　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。
イ　供給地点を新たに設定した場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した　日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。
ロ　供給地点を消滅させる場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(~~8~~)　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。 イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。 ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。	(10)　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。 イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。 ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。
(~~9~~)　供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。	(11)　供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。
~~33~~　支払義務の発生および支払期日 (1)　日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生いたします。	**34　支払義務の発生および支払期日** (1)　日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。 (2)　系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。
(~~2~~)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，	(3)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~30~~（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。	31（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。
(~~3~~)　(1)の日程等別料金または(~~2~~)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。	(4)　(1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。
なお，支払期日が日曜日または銀行法第 15 条第１項に規定する政令で定める日（以下「休日」といいます。）に該当する場合は，支払期日を翌日といたします。また，翌日が日曜日または休日に該当するときは，さらにその翌日といたします。	なお，支払期日が日曜日または銀行法第 15 条第１項に規定する政令で定める日（以下「休日」といいます。）に該当する場合は，支払期日を翌日といたします。また，翌日が日曜日または休日に該当するときは，さらにその翌日といたします。
イ　~~54~~（解約等）(1)により解約となった場合	イ　55（解約等）(1)により解約となった場合
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合
ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合	ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合
ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合	ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合
ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合	ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
へ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合	へ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合
(~~4~~)　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。	(5)　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。
イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，~~当社へ~~の支払いがなされていない料金（支払期日を経過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，支払いがなされていない料金（支払期日を経過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 なお，(~~3~~)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 なお，(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。 ~~(5)~~　当社は，~~(2)~~の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払期日が日曜日または休日に該当する場合は，支払期日を翌日といたします。また，翌日が日曜日または休日に該当するときは，さらにその翌日といたします。	約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。 (6)　当社は，(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払期日が日曜日または休日に該当する場合は，支払期日を翌日といたします。また，翌日が日曜日または休日に該当するときは，さらにその翌日といたします。
~~34~~　料金その他の支払方法 (1)　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日を経過してなお支払われない場合には，支払期日の翌日から支払いの日までの期間の日数に応じて，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利	**35　料金その他の支払方法** (1)　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日を経過してなお支払われない場合には，支払期日の翌日から支払いの日までの期間の日数に応じて，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。 ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (2)　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日を経過してなお支払われない場合には，支払期日の翌日から支払いの日までの期間の日数に応じて，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を発電契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせ	息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。 ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (2)　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日を経過してなお支払われない場合には，支払期日の翌日から支払いの日までの期間の日数に応じて，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を発電契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせ

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
て発電契約者から支払っていただきます。 ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	て発電契約者から支払っていただきます。 ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (3)　発電者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。 なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。 ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。 (ｲ)　発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合 (ﾛ)　発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。 (ﾊ)　その他当社が必要と認めた場合 ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。 (ｲ)　イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。 (ﾛ)　ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。 ニ　料金が支払期日を経過してなお支払われない場合には，支払期日の翌日から支払いの日までの期間の日数に応じて，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を発電者から申し受けます。 　なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は切り捨てます。 　また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。 ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 　なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。
(3)　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 　なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日を経過してなお支払われない場合には，支払期日の	(4)　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 　なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日を経過してなお支払われない場合には，支払期日の

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
翌日から支払いの日までの期間の日数に応じて，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を需要抑制契約者から申し受けます。	翌日から支払いの日までの期間の日数に応じて，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を需要抑制契約者から申し受けます。
なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。	なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。
また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。	また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。
ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
(4)　当社の料金の支払方法は，次によります。	(5)　当社の料金の支払方法は，次によります。
イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。	イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。
なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。	なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。
ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。	ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。
ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。	ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。
なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。	なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。	また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。
~~35~~ **保　証　金** (1)　契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。 (ｲ)　料金の支払いの延滞があった場合 (ﾛ)　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，~~30~~（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または~~30~~（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，~~30~~（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。 (ﾊ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合 ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。 ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。 ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を契約者の支払額に充当	36 **保　証　金** (1)　契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。 (ｲ)　料金の支払いの延滞があった場合 (ﾛ)　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，40（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。 (ﾊ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合 ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。 ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。 ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を契約者の支払額に充当

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
することがあります。	することがあります。
ホ　当社は，保証金について利息を付しません。	ホ　当社は，保証金について利息を付しません。
へ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	へ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
(2)　発電契約者の場合は，次によります。	(2)　発電契約者の場合は，次によります。
イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかったことがあった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。	イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかったことがあった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。	ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。
ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。	ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。
ニ　当社は，保証金について利息を付しません。	ニ　当社は，保証金について利息を付しません。
ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
	(3)　発電者の場合は，次によります。
	イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかったことがあった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預け

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	ていただくことがあります。 ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。 ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は，保証金について利息を付しません。 ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
(~~3~~)　需要抑制契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかったことがあった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。 ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。 ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は，保証金について利息を付しません。 ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	(4)　需要抑制契約者の場合は，次によります。 イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかったことがあった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。 ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。 ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は，保証金について利息を付しません。 ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
Ⅴ　供　　給	**Ⅴ　供　　給**
~~37~~　託送供給等の実施	**38　託送供給等の実施**
(1)　接続供給の場合	(1)　接続供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
(ｲ)　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が 30 分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。	(ｲ)　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が 30 分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。
(ﾛ)　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。	(ﾛ)　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。
ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。
ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合	ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
へ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	へ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
なお，当社は，~~38~~（給電指令の実施等）および~~74~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。	なお，当社は，39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。
(2)　振替供給の場合	(2)　振替供給の場合
イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
(3)　発電量調整供給の場合	(3)　発電量調整供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
(ｲ)　発電契約者は，別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分	(ｲ)　発電契約者は，別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。	ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
(ﾛ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。	(ﾛ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。
ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。
ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等につ	なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等につ

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
いて当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。	いて当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。
チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
なお，当社は，~~38~~（給電指令の実施等）および ~~74~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。	なお，当社は，39（給電指令の実施等）および 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。
(4)　需要抑制量調整供給の場合	(4)　需要抑制量調整供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
(ｲ)　需要抑制契約者は，別表 11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。	(ｲ)　需要抑制契約者は，別表 11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
(ﾛ)　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。	(ﾛ)　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。
ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，	ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。 ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表 11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。 ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。 ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。 ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。 ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表 11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。 ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。 ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。 ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
~~38~~　**給電指令の実施等** (1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，~~37~~（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 (2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発	39　**給電指令の実施等** (1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 (2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。この場合，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部または一部を中止することがあります。	電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。この場合，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部または一部を中止することがあります。
イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合	イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合
ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合	ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合
ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電等を抑制する必要が生じた場合	ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電等を抑制する必要が生じた場合
ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。	ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。
ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。	ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社	ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。	間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合	ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合
(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。	(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。
なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。	なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。
(4)　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が，系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。	(4)　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が，系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。
(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除	(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
(6)　当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	(6)　当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
~~(7)　当社は，(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。~~	
~~イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。~~	
~~(イ)　割引の対象~~	
~~電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サ~~	

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~ービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。~~ ~~(ﾛ)　割　　引　　率~~ ~~１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。~~ ~~(ﾊ)　制限または中止延べ日数の計算~~ ~~延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。~~ ~~ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるとき，または特別高圧で供給する場合~~ ~~(ｲ)　割 引 の 対 象~~ ~~当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。~~ ~~(ﾛ)　割　　引　　率~~ ~~１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに 0.2 パーセントといたします。~~ ~~(ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算~~	

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~延べ時間数は，１回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。~~ ~~なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。~~ ~~（算　　式）~~ ~~ａ　接続供給電力を制限した場合~~ ~~H’ ＝ H × (D － d) / D~~ ~~H’ ＝ 修正時間（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）~~ ~~H ＝ 制限時間~~ ~~D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力~~ ~~d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値~~ ~~ｂ　接続供給電力量を制限した場合~~ ~~H’ ＝ H × (A － B) / A~~ ~~H’ ＝ 修正時間（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）~~ ~~H ＝ 制限時間~~	

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。）~~ ~~B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量~~ ~~c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。~~	(7)　当社は，(2)イ，ロ，ホ，ヘ，トまたは(3)によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，(2)ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または(2)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が 500 キロワット未満となるとき (ｲ)　割 引 の 対 象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日に

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	おける契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 (ﾊ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合 (ｲ)　割 引 の 対 象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに 0.2 パーセントといたします。 (ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） ａ　発電量調整受電電力を制限した場合

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	$H' = H \times \frac{D - d}{D}$ H’　＝　修正時間修正時間（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間 D　＝　当該受電地点の同時最大受電電力 d　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値 b　発電量調整受電電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A - B}{A}$ H’　＝　修正時間修正時間（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間 A　＝　制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量（発電者の平常時の発電量調整受電電力量の実績等にもとづき算定される推定発電量調整受電電力量といたします。） B　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量 c　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。
(8)　(7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が~~契約~~者に３日前まで	(8)　(7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前まで

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
にお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。 ~~なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。~~	にお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。
	(9)　当社は，(2)または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。
(~~9~~)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合~~には，(7)および(8)に準じて割引を行ない~~料金~~を算定いたします~~。	(10)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。
(~~10~~)　当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	(11)　当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~30~~　適正契約の保持等 (1)　当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (2)　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合等，発電契約者との発電量調整供給契約が発電状態に比べて不適当と認められるときには，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (3)　当社は，~~30~~（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が頻繁に著しく乖離する場合，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が頻繁に著しく乖離する場合，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が頻繁に著しく乖離する場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），~~30~~（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または ~~30~~（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。	**40　適正契約の保持等** (1)　当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (2)　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合等，発電契約者との発電量調整供給契約が発電状態に比べて不適当と認められるときには，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (3)　当社は，31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が頻繁に著しく乖離する場合，31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が頻繁に著しく乖離する場合，31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が頻繁に著しく乖離する場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または 31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~40~~　契 約 超 過 金	41　契 約 超 過 金
(1)　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。 　なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。	(1)　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。 　なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。 (2)　発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。 　なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。 イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 (ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 　その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	(ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 　その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 (ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 　発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 　発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 (ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (ﾛ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~(2)　契約超過金は，~~契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。	量１キロボルトアンペア (ﾊ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ﾆ)　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット (3)　契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。 イ　契約者の場合 契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。 ロ　発電者の場合 同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~42~~　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (1)　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査 (2)　~~74~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 (3)　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認 (4)　計量器の検針または計量値の確認 (5)　~~44~~（託送供給等の停止），~~52~~（契約の廃止）または~~54~~（解約等）により必要な処置 (6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約~~および~~発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務	**43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施** 当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (1)　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査 (2)　75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 (3)　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認 (4)　計量器の検針または計量値の確認 (5)　45（託送供給等の停止），53（契約の廃止）または55（解約等）により必要な処置 (6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~44~~　託送供給等の停止	**45　託送供給等の停止**
(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合
ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合	ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合
ハ　~~61~~（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合	ハ　62（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合
(2)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(2)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合
ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，~~または~~電気を使用された場合	ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合
ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合	ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合
ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。	ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。
ホ　~~42~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否され	ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否され

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
た場合	た場合
へ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合	へ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合
(3)　契約者~~または~~発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(3)　契約者，発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合	イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合
ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合	ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合
ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合	ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合
ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合	ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合
ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは 19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）	ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは 19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）
(4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
(5)　(1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する	(5)　(1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。	場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。
~~45~~　託送供給等の停止の解除 ~~44~~（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。	**46　託送供給等の停止の解除** 45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。
~~46~~　託送供給の停止期間中の料金 ~~44~~（託送供給等の停止）によって託送供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を ~~32~~（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。	**47　託送供給等の停止期間中の料金** 45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を 33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。
~~47~~　違　　約　　金 (1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申	**48　違　　約　　金** (1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
し受けます。 イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　~~44~~（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合 (2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3)　不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。	系統連系受電契約については発電者から申し受けます。 イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　45（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合 (2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3)　不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。
~~48~~　損害賠償の免責 (1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，~~38~~（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。 (2)　~~44~~（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または ~~54~~（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (3)　~~44~~（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨	**49　損害賠償の免責** (1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。 (2)　45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 55（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (3)　45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または~~54~~(解約等）によって契約者もしくは発電契約者が ~~54~~（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (4)　契約者，発電契約者，発電者および需要者が９（検討および契約の申込み）(8)の措置を講じなかったことによって生じた損害については，当社は，その賠償の責めを負いません。 (5)　当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。	を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または55(解約等）によって契約者もしくは発電契約者が 55（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (4)　契約者，発電契約者，発電者および需要者が９（検討および契約の申込み）(8)の措置を講じなかったことによって生じた損害については，当社は，その賠償の責めを負いません。 (5)　当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。
Ⅵ　契約の変更および終了	**Ⅵ　契約の変更および終了**
~~50~~　契 約 の 変 更 (1)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生ずる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。 (2)　契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。	**51　契 約 の 変 更** (1)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生ずる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。 (2)　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。 ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。
イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。	イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。
ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。	ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。
(ｲ)　当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。	(ｲ)　当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。
(ﾛ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。	(ﾛ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。
(3)　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。	(3)　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。
イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要	イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。 　また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。	者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。 　また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。
ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。	ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。
ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。	ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。
(4)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調	(4)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~51~~ **名 義 の 変 更** 合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ当社所定の様式により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者~~または~~発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約~~または~~当該発電量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)~~チ~~に定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。	52 **名 義 の 変 更** 合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ当社所定の様式により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~52~~　契 約 の 廃 止	53　契 約 の 廃 止
(1)　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社へ当社所定の様式により申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。	(1)　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社へ当社所定の様式により申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。
	(2)　当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。
~~(2)~~　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，~~54~~（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振	(3)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ　当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。	契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。
ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約または発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。	ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。
	(4)　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
(3)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	(5)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~53~~　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算	**54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算**
(1)　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。	(1)　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(ｲ)　低圧で供給する場合	(ｲ)　低圧で供給する場合
a　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，~~71~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力	a　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。	量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。
b　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。	b　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。
また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，~~71~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。	また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。
なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。	なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。
c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，aおよびｂにかかわらず精算いたしません。	c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，aおよびｂにかかわらず精算いたしません。
d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。	d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。
(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合	(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，~~71~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。	a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。
b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって減少契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，~~71~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものとい	b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって減少契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものとい

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
たします。	たします。
(ﾊ)　19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少することといたします。	(ﾊ)　19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少することといたします。
ロ　発電量調整供給の場合	ロ　発電量調整供給の場合
(ｲ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	(ｲ)　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
(ﾛ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少し	(ﾛ)　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たな

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	いでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
(2)　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。 なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。	(2)　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。 なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。
(3)　非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。	(3)　非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。
~~54~~　解　　約　　等	55　解　　約　　等
(1)　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 ~~なお，~~この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。 また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関	(1)　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。 また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。	需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。
イ　~~44~~（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合	イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合
(ｲ)　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	(ｲ)　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
	(ﾛ)　発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。
(~~ﾛ~~)　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	(ﾊ)　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
(~~ﾊ~~)　料金以外の債務を支払われない場合	(ﾆ)　料金以外の債務を支払われない場合
	(ﾎ)　当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合
ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。	ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。
(ｲ)　８（契約の要件）を欠くに至った場合	(ｲ)　８（契約の要件）を欠くに至った場合

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(ﾛ)　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。	(ﾛ)　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。
(ﾊ)　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。	(ﾊ)　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。
(ﾆ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。	(ﾆ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。
(ﾎ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。	(ﾎ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。
(ﾍ)　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合	(ﾍ)　発電量調整受電電力が契約受電電力<u>または同時最大受電電力</u>をこえる場合
(ﾄ)　その他この約款に反した場合	(ﾄ)　その他この約款に反した場合
(2)　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	(2)　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
	<u>(3)　発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。</u> <u>この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約</u>

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	は変更され，または消滅するものといたします。 (4)　発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。 なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 (5)　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~55~~　**契約消滅後の債権債務関係** 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。	56　**契約消滅後の債権債務関係** 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**
~~56~~　受電地点，供給地点および施設	**57　受電地点，供給地点および施設**
(1)　受　電　地　点	(1)　受　電　地　点
イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。	イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。
ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。	ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。
(ｲ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合	(ｲ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合
(ﾛ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合	(ﾛ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合
(ﾊ)　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。	(ﾊ)　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。
(ﾆ)　~~58~~（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合	(ﾆ)　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合
(ﾎ)　その他特別の事情がある場合	(ﾎ)　その他特別の事情がある場合
(2)　供　給　地　点	(2)　供　給　地　点
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(ｲ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点とい	(ｲ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点とい

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
たします。	たします。
(ﾛ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。	(ﾛ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。
a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合	a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合
b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合	b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合
c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。	c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。
d　~~58~~（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合	d　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合
e　その他特別の事情がある場合	e　その他特別の事情がある場合
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
供給地点は，会社間連系点といたします。	供給地点は，会社間連系点といたします。
(3)　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。	(3)　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。
なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地もしくは建物に引込線，変圧器，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。	なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地もしくは建物に引込線，変圧器，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(4)　付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。 (5)　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。	(4)　付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。 (5)　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。
~~58~~　地中引込線 (1)　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の電源側に近い接続点までを当社が施設いたします。 イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点 ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点 なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を	59　地中引込線 (1)　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の電源側に近い接続点までを当社が施設いたします。 イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点 ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点 なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
施設することがあります。	施設することがあります。
(2)　(1)により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は，当社の電線路の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。	(2)　(1)により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は，当社の電線路の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。
なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。	なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。
イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が 50 メートル程度以内の場所	イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が 50 メートル程度以内の場所
ロ　建物の３階以下にある場所	ロ　建物の３階以下にある場所
ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所	ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所
(3)　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。	(3)　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。
なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。	なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。
イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）	イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）
ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール	ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ハ　その他イまたはロに準ずる設備 (4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，~~65~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。	ハ　その他イまたはロに準ずる設備 (4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。
~~62~~　計量器等の取付け (1)　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器箱，変成器の２次配線ならびに計量器が有する情報を伝送するための通信装置および通信回線等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。 イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線ならびに計量器が有する情報を伝送するための通信装置	**63　計量器等の取付け** (1)　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器箱，変成器の２次配線ならびに計量器が有する情報を伝送するための通信装置および通信回線等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。 イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線ならびに計量器が有する情報を伝送するための通信装置

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
および通信回線等で，当社規格以外のケーブルを必要とし，または契約者の希望によりとくに長い配線を必要とするため多額の費用を要する場合については，原則として契約者の所有とし，契約者の負担で取り付けていただくことがあります。	および通信回線等で，当社規格以外のケーブルを必要とし，または契約者の希望によりとくに長い配線を必要とするため多額の費用を要する場合については，原則として契約者の所有とし，契約者の負担で取り付けていただくことがあります。
ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は，~~66~~（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。	ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。
(2)　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検針，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ鍵の提出等解錠に必要な協力を行なっていただくことがあります。	(2)　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検針，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ鍵の提出等解錠に必要な協力を行なっていただくことがあります。
(3)　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。	(3)　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。
(4)　当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。	(4)　当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。
(5)　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および	(5)　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
区分装置について，取付位置を変更する場合ならびに発電者または需要者の電気設備との切離しまたは再接続を行なう場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。 (6)　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。	区分装置について，取付位置を変更する場合ならびに発電者または需要者の電気設備との切離しまたは再接続を行なう場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。 (6)　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。
~~63~~　通信設備等の施設 (1)　給電指令上等必要な電力保安通信用電話は，契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。 (2)　系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。 なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。 (3)　給電指令上等必要な給電用情報伝送設備等は，原則として，当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，~~66~~（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。 (4)　当社の通信設備と契約者または発電契約者の通信設備との接続点は，発電場所内または需要場所内の地点とし，当社の通信線路から最短距離となる場所を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者または発電契約者と当社との協議により，発電場所または需要場所以外の地点を通信設備の接続点とすることがあります。 イ　山間地，離島にある発電場所または需要場所等，当社の通信線路か	**64　通信設備等の施設** (1)　給電指令上等必要な電力保安通信用電話は，契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。 (2)　系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。 なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。 (3)　給電指令上等必要な給電用情報伝送設備等は，原則として，当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。 (4)　当社の通信設備と契約者または発電契約者の通信設備との接続点は，発電場所内または需要場所内の地点とし，当社の通信線路から最短距離となる場所を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者または発電契約者と当社との協議により，発電場所または需要場所以外の地点を通信設備の接続点とすることがあります。 イ　山間地，離島にある発電場所または需要場所等，当社の通信線路か

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ら遠隔地にあって将来においても周辺地域に当該受電または供給以外の追加受電もしくは供給が見込まれない場所に通信設備を施設する場合 ロ　当社の立入りが困難な場所に通信設備を施設する場合 ハ　その他特別の事情がある場合 (5)　給電指令上等必要な通信設備（電力保安通信用電話設備，給電用情報伝送設備等をいいます。）の取付場所および通信設備に必要な電源は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。 (6)　当社の変電所等から接続点に至るまでの通信設備は，原則として当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。 (7)　契約者または発電契約者の希望によって通信設備の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。	ら遠隔地にあって将来においても周辺地域に当該受電または供給以外の追加受電もしくは供給が見込まれない場所に通信設備を施設する場合 ロ　当社の立入りが困難な場所に通信設備を施設する場合 ハ　その他特別の事情がある場合 (5)　給電指令上等必要な通信設備（電力保安通信用電話設備，給電用情報伝送設備等をいいます。）の取付場所および通信設備に必要な電源は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。 (6)　当社の変電所等から接続点に至るまでの通信設備は，原則として当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。 (7)　契約者または発電契約者の希望によって通信設備の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。
~~64~~　専用供給設備 (1)　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については ~~65~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については ~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。 イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社が適当と認める場合 ロ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）の場合 ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需	**65　専用供給設備** (1)　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については 66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。 イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社が適当と認める場合 ロ　44（託送供給等にともなう協力）の場合 ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合	要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合
(2)　(1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧のしゃ断器〔特別高圧で受電または供給する場合は，母線側断路器またはこれに相当する接続点といたします。〕までの電線路を含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。	(2)　(1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧のしゃ断器〔特別高圧で受電または供給する場合は，母線側断路器またはこれに相当する接続点といたします。〕までの電線路を含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。
(3)　(2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。	(3)　(2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。
(4)　(1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。	(4)　(1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。
(5)　当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。	(5)　当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。
イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。	イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。
ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設	ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合	備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合
Ⅷ　工事費の負担	**Ⅷ　工事費の負担**
~~65~~　受電地点への供給設備の工事費負担金	**66　受電地点への供給設備の工事費負担金**
(1)　受電側接続設備の工事費負担金	(1)　受電側接続設備の工事費負担金
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 13（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 13（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点から受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。	ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点から受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。
(2)　受電地点への特別供給設備の工事費負担金	(2)　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合 d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合 また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。	(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合 d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合 また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。
(ﾛ)　~~64~~（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，~~64~~（専用供給設備）(2)によるものといたします。	(ﾛ)　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(ﾊ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 a　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系	(ﾊ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 a　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150729資第47号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ) a ただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。	統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150729資第47号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ) a ただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。
b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生ずるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，a にかかわらず，次の金額	b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生ずるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，a にかかわらず，次の金額
新増加契約受電電力１キロワットにつき　**3,630 円 00 銭**	新増加契約受電電力１キロワットにつき　**3,630 円 00 銭**
ロ　受電地点において 21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，~~64~~（専用供給設備）(2)によるものといたします。	ロ　受電地点において 21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(3)　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	(3)　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，~~61~~（引込線の接続），~~62~~（計量器等の取付け）または ~~63~~（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を	イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または 64（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(4)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(ｲ)，(ﾛ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	(4)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(ｲ)，(ﾛ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(5)　工事費の算定	(5)　工事費の算定
(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。	(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。
イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。	イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。
(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。	(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。
(ﾛ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。	(ﾛ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。
(ﾊ)　諸掛りは，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含み，次により算定いたします。	(ﾊ)　諸掛りは，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含み，次により算定いたします。
a　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に地役権を設定する場合には，その設定に	a　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に地役権を設定する場合には，その設定に

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額は工事費に計上いたします。 b　架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空受電側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。 c　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。 d　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。 (ﾆ)　撤去工事がある場合は，(ｲ)により算定される工事費の合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ)　管路等を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$	ともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額は工事費に計上いたします。 b　架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空受電側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。 c　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。 d　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。 (ﾆ)　撤去工事がある場合は，(ｲ)により算定される工事費の合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ)　管路等を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。	ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。
ホ　(2)イ(ハ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。	ホ　(2)イ(ハ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。
ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。	(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。
イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。	イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。
ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごと	ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごと

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
の共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。 (7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。	の共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。 (7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。
~~68~~　**供給地点への供給設備の工事費負担金** (1)　供給側接続設備の工事費負担金 イ　低圧または高圧で供給する場合 (ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が無償こう長（架空の場合は 1,000 メートル，地中の場合は 150 メートルといたします。）をこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。	69　**供給地点への供給設備の工事費負担金** (1)　供給側接続設備の工事費負担金 イ　低圧または高圧で供給する場合 (ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が無償こう長（架空の場合は 1,000 メートル，地中の場合は 150 メートルといたします。）をこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,410 円 00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	27,280 円 00 銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の 60 パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の 20 パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ﾊ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設す

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,410 円 00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	27,280 円 00 銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の 60 パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の 20 パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ﾊ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設す

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
る場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。 a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。 b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。 架空供給側接続設備の超過こう長 ＝ 架空供給側接続設備の工事こう長 －（地中供給側接続設備の無償こう長 － 地中供給側接続設備の工事こう長）× 架空供給側接続設備の無償こう長 ／ 地中供給側接続設備の無償こう長	る場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。 a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。 b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。 架空供給側接続設備の超過こう長 ＝ 架空供給側接続設備の工事こう長 －（地中供給側接続設備の無償こう長 － 地中供給側接続設備の工事こう長）× 架空供給側接続設備の無償こう長 ／ 地中供給側接続設備の無償こう長
ロ　特別高圧で供給する場合 (ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担	ロ　特別高圧で供給する場合 (ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。	金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。
a　工　事　費	a　工　事　費
(a)　架空供給側接続設備の場合	(a)　架空供給側接続設備の場合
（工事こう長 100 メートル当たり）	（工事こう長 100 メートル当たり）
新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　標準電圧 20,000 ボルトで供給する場合　**561 円 00 銭**	新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　標準電圧 20,000 ボルトで供給する場合　**561 円 00 銭**
新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合　**176 円 00 銭**	新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合　**176 円 00 銭**
なお，標準電圧 20,000 ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の 15 パーセントといたします。	なお，標準電圧 20,000 ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の 15 パーセントといたします。
(b)　地中供給側接続設備の場合	(b)　地中供給側接続設備の場合
（工事こう長 100 メートル当たり）	（工事こう長 100 メートル当たり）
新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　標準電圧 20,000 ボルトで供給する場合　**649 円 00 銭**	新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　標準電圧 20,000 ボルトで供給する場合　**649 円 00 銭**
新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合　**594 円 00 銭**	新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合　**594 円 00 銭**
なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の 20 パーセントといたします。	なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の 20 パーセントといたします。
b　当 社 負 担 額	b　当 社 負 担 額
新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**5,500 円 00 銭**	新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　**5,500 円 00 銭**
(ﾛ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用し	(ﾛ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用し

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
て当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。	て当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。
ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。	ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。
ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。	ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。
(ｲ)　供給側接続設備 供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。	(ｲ)　供給側接続設備 供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。
(ﾛ)　供 給 地 点 会社間連系点以外の供給地点をいいます。	(ﾛ)　供 給 地 点 会社間連系点以外の供給地点をいいます。
(ﾊ)　工 事 こ う 長 標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。 なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。	(ﾊ)　工 事 こ う 長 標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。 なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。
ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合	ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
といたします。 (ｲ)　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量 (ﾛ)　契約電力 (ﾊ)　契約容量 なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における負荷設備の総容量等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。 また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトから交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。 ﾍ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。 (2)　供給地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，か	といたします。 (ｲ)　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量 (ﾛ)　契約電力 (ﾊ)　契約容量 なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における負荷設備の総容量等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。 また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトから交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。 ﾍ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。 (2)　供給地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，か

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
つ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	つ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
(ｲ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合 c　その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合 また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。	(ｲ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合 c　その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合 また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。
(ﾛ)　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，a またはｂの金額 a　標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 b　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，a にかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額	(ﾛ)　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，a またはｂの金額 a　標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 b　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，a にかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額
(ﾊ)　~~64~~（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，~~64~~	(ﾊ)　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
（専用供給設備）(2)によるものといたします。	（専用供給設備）(2)によるものといたします。
ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合，または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，~~64~~（専用供給設備）(2)によるものといたします。	ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合，または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(3)　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	(3)　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，~~61~~（引込線の接続），~~62~~（計量器等の取付け）または~~63~~（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
ロ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
(4)　工事費の算定	(4)　工事費の算定

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。	(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。
イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。	イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。
(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。	(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。
(ﾛ)　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。	(ﾛ)　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。
(ﾊ)　諸掛りは，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含み，次により算定いたします。	(ﾊ)　諸掛りは，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含み，次により算定いたします。
a　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に地役権を設定する場合には，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額は工事費に計上いたします。	a　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に地役権を設定する場合には，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額は工事費に計上いたします。
b　架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。	b　架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。
c　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。	c　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。
d　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。	d　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。
(ﾆ)　撤去工事がある場合は，(ｲ)により算定される工事費の合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸	(ﾆ)　撤去工事がある場合は，(ｲ)により算定される工事費の合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。	工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。
(ﾎ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，~~71~~（臨時工事費）に準じて算定いたします。	(ﾎ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，72（臨時工事費）に準じて算定いたします。
ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。	ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。
ハ　(2)イ(ｲ)または(ﾛ) a に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額または(1)ロ(ｲ) a に定める工事費単価にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)または(1)ロ(ｲ) a にもとづいて算定いたします。 なお，(1)イ(ｲ)にもとづいて算定する場合は，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。	ハ　(2)イ(ｲ)または(ﾛ) a に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額または(1)ロ(ｲ) a に定める工事費単価にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)または(1)ロ(ｲ) a にもとづいて算定いたします。 なお，(1)イ(ｲ)にもとづいて算定する場合は，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。
ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。	ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。
(ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合 $工事費 \times \frac{使用回線数}{施設回線数}$	(ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合 $工事費 \times \frac{使用回線数}{施設回線数}$
(ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合 $工事費 \times \frac{使用孔数}{施設孔数－予備孔数}$	(ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合 $工事費 \times \frac{使用孔数}{施設孔数－予備孔数}$
ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供	ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。	給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。
へ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。	へ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。
(ｲ)　高圧で供給する場合 (1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。	(ｲ)　高圧で供給する場合 (1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。
(ﾛ)　特別高圧で供給する場合 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。 なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とを同一支持物に同時に施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の 20 パーセントを適用して算定いたします。	(ﾛ)　特別高圧で供給する場合 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。 なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とを同一支持物に同時に施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の 20 パーセントを適用して算定いたします。
ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
(5)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，	(5)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金については，(2)の場合に準じて算定いたします。	当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金については，(2)の場合に準じて算定いたします。
~~60~~　工事費負担金の申受けおよび精算 (1)　当社は，工事費負担金を原則として供給準備着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。 なお，９（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。 (2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。 イ　~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。 (ｲ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合 (ﾛ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合 ロ　~~65~~（受電地点への供給設備の工事費負担金），~~66~~（受電用計量器等の工事費負担金），~~67~~（会社間連系設備の工事費負担金），~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（~~68~~〔供給地点への供給設備の	**70　工事費負担金の申受けおよび精算** (1)　当社は，工事費負担金を原則として供給準備着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。 なお，９（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。 (2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。 イ　69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。 (ｲ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合 (ﾛ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合 ロ　66（受電地点への供給設備の工事費負担金），67（受電用計量器等の工事費負担金），68（会社間連系設備の工事費負担金），69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（69〔供給地点への供給設備の

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
工事費負担金〕(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合または ~~68~~〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)ロ(ｲ) a に定める工事費単価にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および ~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。	工事費負担金〕(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合または 69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)ロ(ｲ) a に定める工事費単価にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。
(ｲ)　低圧または高圧で受電または供給する場合	(ｲ)　低圧または高圧で受電または供給する場合
a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合	a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合
b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）	b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）
c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合	c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合
(ﾛ)　特別高圧で受電または供給する場合 原則としてすべての場合	(ﾛ)　特別高圧で受電または供給する場合 原則としてすべての場合
なお，当社は，工事費負担金について利息を付しません。	なお，当社は，工事費負担金について利息を付しません。
(3)　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。	(3)　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。
なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の	なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。	工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。
(4)　当社は，~~65~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。	(4)　当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。
(5)　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。 なお，その変更が供給設備の使用開始後 10 年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。	(5)　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。 なお，その変更が供給設備の使用開始後 10 年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。
(6)　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される ~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負	(6)　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される 69（供給地点への供給設備の工事費負

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。 　また，工事費負担金契約書（~~72~~〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。	担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。 　また，工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。
~~71~~　臨時工事費 (1)　20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として供給準備着手前に申し受けます。 　なお，撤去後の資材の残存価額は，次のとおりといたします。 イ　低圧または高圧で供給する場合は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の 95 パーセント，その他の設備についてはその価額の 50 パーセントといたします。 ロ　特別高圧で供給する場合は，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額といたします。 (2)　臨時工事費を申し受ける場合は，~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。	**72　臨時工事費** (1)　20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として供給準備着手前に申し受けます。 　なお，撤去後の資材の残存価額は，次のとおりといたします。 イ　低圧または高圧で供給する場合は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の 95 パーセント，その他の設備についてはその価額の 50 パーセントといたします。 ロ　特別高圧で供給する場合は，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額といたします。 (2)　臨時工事費を申し受ける場合は，69（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(3)　低圧または高圧で供給する場合で，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。 (4)　臨時工事費の精算は，~~69~~（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。	(3)　低圧または高圧で供給する場合で，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。 (4)　臨時工事費の精算は，70（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。
Ⅸ　保　　安 **~~76~~　調査等の委託** (1)　当社は，~~75~~（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 (2)　当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。	**Ⅸ　保　　安** **77　調査等の委託** (1)　当社は，76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 (2)　当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。
~~77~~　調査に対する需要者の協力 (1)　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。 (2)　当社は，~~75~~（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。	**78　調査に対する需要者の協力** (1)　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。 (2)　当社は，76（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~79~~　自家用電気工作物 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。 (1)　~~75~~（調査） (2)　~~76~~（調査等の委託） (3)　~~77~~（調査に対する需要者の協力） (4)　~~78~~（検査または工事の受託）	**80　自家用電気工作物** 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。 (1)　76（調査） (2)　77（調査等の委託） (3)　78（調査に対する需要者の協力） (4)　79（検査または工事の受託）
附　　則	**附　　則**
１　実　施　期　日 この約款は，令和~~5~~年 ~~12~~月 ~~27~~日から実施いたします。	**１　実　施　期　日** この約款は，令和６年４月１日から実施いたします。
２　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置 (1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1)　適　用　範　囲 イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物	**２　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置** (1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1)　適　用　範　囲 イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。	理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。
(ｲ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）	(ｲ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）
(ﾛ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）	(ﾛ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）
ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等に~~従って~~揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。	ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。
(2)　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金	(2)　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金
接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，(ﾆ)ｃ，(ﾎ)ｃ，(ﾍ)ｃ，(ﾄ)ｃ，ロ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，ハ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃもしくは(ﾊ)ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾆ)ｃ，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を	接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，(ﾆ)ｃ，(ﾎ)ｃ，(ﾍ)ｃ，(ﾄ)ｃ，ロ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，ハ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃもしくは(ﾊ)ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾆ)ｃ，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。 なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。 イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量 (ｲ)　接続供給課金対象電力 当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。 接続供給課金対象電力＝揚水最大電力等×揚水等損失率＋その他最大電力等 (ﾛ)　接続供給課金対象電力量 当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。 接続供給課金対象電力量＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率＋その他接続供給電力量 ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力 高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚	定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。 なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。 イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量 (ｲ)　接続供給課金対象電力 当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。 接続供給課金対象電力＝揚水最大電力等×揚水等損失率＋その他最大電力等 (ﾛ)　接続供給課金対象電力量 当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。 接続供給課金対象電力量＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率＋その他接続供給電力量 ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力 高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
ハ　そ　の　他	ハ　そ　の　他
(ｲ)　19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。	(ｲ)　19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。
(ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。	(ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。
(ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。	(ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。
(3)　電力および電力量の算定	(3)　電力および電力量の算定
当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，~~20~~（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたしま	当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたしま

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
す。	す。
イ　接続対象計画電力量	イ　接続対象計画電力量
接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における 30 分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応補給電力量	ロ　接続対象計画差対応補給電力量
接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，~~30~~（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点	接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけ

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 ハ　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，~~30~~（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 (4)　計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については，~~62~~（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電	るその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 ハ　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 (4)　計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。 (5)　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，~~20~~（計量）および附則４（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。	気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。 (5)　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則４（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。
３　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） (1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 (2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整	**３　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）** (1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 (2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。	供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。
(3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，~~50~~（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。	(3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，51（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。
(4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。	(4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。
(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を	(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。	イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。
ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。
この場合，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バラ	この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バ

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ンシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ ~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ﾛ)に準じて算定したものの合計といたします。	ランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ﾛ)に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，~~25~~（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，~~25~~（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。ただし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，~~38~~（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 この場合，~~25~~（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ ~~25~~（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(ｲ)　~~28~~（料金の算定期間）	(ｲ)　29（料金の算定期間）
(ﾛ)　~~32~~（料金の算定）	(ﾛ)　33（料金の算定）
(ﾊ)　~~33~~（支払義務の発生および支払期日）	(ﾊ)　34（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ)　~~34~~（料金その他の支払方法）	(ﾆ)　35（料金その他の支払方法）
(ﾎ)　~~35~~（保証金）	(ﾎ)　36（保証金）
(ﾍ)　~~47~~（違約金）	(ﾍ)　48（違約金）
(ﾄ)　~~54~~（解約等）	(ﾄ)　55（解約等）
ト　当社は，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。	ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。
また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，	また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料	イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。	金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。
ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(ｲ)　~~28~~（料金の算定期間）	(ｲ)　29（料金の算定期間）
(ﾛ)　~~32~~（料金の算定）	(ﾛ)　33（料金の算定）
(ﾊ)　~~33~~（支払義務の発生および支払期日）	(ﾊ)　34（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ)　~~34~~（料金その他の支払方法）	(ﾆ)　35（料金その他の支払方法）
(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。	(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。
イ　適　　用	イ　適　　用
次のいずれかに該当する場合に適用いたします。	次のいずれかに該当する場合に適用いたします。
(ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合	(ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
（ﾛ）　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合	（ﾛ）　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合
ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込みおよび２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。），１電気方式，１引込みおよび２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　計　　量 当社は，~~29~~（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	ハ　計　　量 当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
ニ　~~37~~（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。	ニ　38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 　なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。	ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 　なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。
(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。
イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で 30 分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30 分ごとに算定いたします。	イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，~~37~~（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。	ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。
ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された 30 分ごとの電力量からイおよびロにより算定	ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
された特例発電バランシンググループに係る 30 分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。 (9)　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。	された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。 (9)　その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。
４　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，~~29~~（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために，原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	**４　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い** 発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために，原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。
６　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置 (1)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，~~30~~（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，~~30~~（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。	**６　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置** (1)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(2)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における 30 分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において 30 分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値とみなします。	(2)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。
７　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，~~38~~（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，~~48~~（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。	**７　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）** 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，49（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
８　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置	**８　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置**
(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置	(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置
イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。	イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。
イ　適　用　範　囲	イ　適　用　範　囲
契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。	契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。
(ｲ)　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間および10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，４月30日，５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間	(ｲ)　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間および10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，４月30日，５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間
(ﾛ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）	(ﾛ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）
ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出	ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出
(ｲ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に~~かかる~~事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。	(ｲ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。
(ﾛ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。	(ﾛ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。	ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。
ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。	ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。
ホ　そ　の　他 (ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 (ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。	ホ　そ　の　他 (ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 (ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。
(2)　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の	(2)　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
取扱いについての特別措置	取扱いについての特別措置
イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。	(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。
(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実	(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
(ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。	(ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。
ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）	(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ) のピークシフト電力といたします。	(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ) のピークシフト電力といたします。
(ﾛ)　ピークシフト電力	(ﾛ)　ピークシフト電力
ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。	ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。
なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。	(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。
なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
ハ　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロ~~もしくは~~イ(ﾛ)~~または~~ロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の	ハ　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロ<u>または</u>イ(ﾛ)<u>もしくは</u>ロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 　なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 　なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
11　バランシンググループの設定に係る特別措置 　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金およ	**11　バランシンググループの設定に係る特別措置** 　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金およ

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
び必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1)　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。 ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。	び必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1)　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。 ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(2)　契約の要件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(3)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。 イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 (ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） (ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期 ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。 ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。 ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。 ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 (3)　供給および契約の単位 イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需	(2)　契約の要件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。 イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 (ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） (ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期 ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。 ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。 ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。 ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 (3)　供給および契約の単位 イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
要バランシンググループを設定していただきます。	要バランシンググループを設定していただきます。
ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。	ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。
なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（~~20~~〔電力および電力量の算定〕⑭イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。	なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕⑭イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。
(4)　料　　金	(4)　料　　金
イ　発電量調整受電計画差対応電力	イ　発電量調整受電計画差対応電力
発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，~~22~~（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(ｲ)　適　　用 発電バランシンググループにおいて，~~38~~（給電指令の実施等）(5)~~または~~(6)~~もしくは~~配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	(ｲ)　適　　用 発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応電力	(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応電力
a　発電量調整受電計画差対応補給電力	a　発電量調整受電計画差対応補給電力
(a)　適 用 範 囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	(a)　適 用 範 囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	(c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　発電量調整受電計画差対応余剰電力	b　発電量調整受電計画差対応余剰電力
(a)　適 用 範 囲	(a)　適 用 範 囲

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金	(b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価	(c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応電力	ロ　接続対象計画差対応電力
需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，~~23~~（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ)　適　　用	(ｲ)　適　　用
~~23~~（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ)　接続対象計画差対応電力	(ﾛ)　接続対象計画差対応電力
a　接続対象計画差対応補給電力	a　接続対象計画差対応補給電力
(a)　適 用 範 囲	(a)　適 用 範 囲

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b)　接続対象計画差対応補給電力料金	(b)　接続対象計画差対応補給電力料金
接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価	(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価
接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　接続対象計画差対応余剰電力	b　接続対象計画差対応余剰電力
(a)　適　用　範　囲	(a)　適　用　範　囲
30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金	(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金
接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価	(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価
接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料	接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力	ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力
需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，~~24~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ)　適　　用	(ｲ)　適　　用
需要抑制バランシンググループに適用いたします。	需要抑制バランシンググループに適用いたします。
(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力	(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力
a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力	a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力
(a)　適 用 範 囲	(a)　適 用 範 囲
30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金	(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価	(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
が30分ごとに設定するものといたします。	が30分ごとに設定するものといたします。
b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力	b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力
(a)　適　用　範　囲	(a)　適　用　範　囲
30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金	(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価	(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ニ　給電指令時補給電力	ニ　給電指令時補給電力
発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，~~25~~（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金	(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
~~38~~（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補	39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
給される電気を使用されているときに適用いたします。	給される電気を使用されているときに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金	b　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量	c　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価	d　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
(ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	(ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
~~38~~（給電指令の実施等）(5)~~または~~(6)~~もしくは~~配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。	39（給電指令の実施等）(5)もしくは(6)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金	b　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量	c　給電指令時補給電力量

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価	d　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等~~もしくは~~ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
(5)　電力および電力量の算定	(5)　電力および電力量の算定
イ　発電量調整受電計画電力	イ　発電量調整受電計画電力
発電量調整受電計画電力は，~~30~~（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ロ　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	ロ　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
ハ　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，~~30~~（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	ハ　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ニ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整	ニ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。	受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力	ホ　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電計画電力は，~~30~~（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量	ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量
需要抑制量調整受電計画電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。	需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。
ト　ベースライン	ト　ベースライン
ベースラインは，~~30~~（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１	ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。
(ｲ)　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(ｲ)　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(ﾛ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。	(ﾛ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合	a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合
b　~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。	b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。
c　~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。	c　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。
d　~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。	d　39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。
(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。	(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。
a　当社または配電事業者が~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)	a　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合
~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
d　当社または配電事業者が~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	d　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合
~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合
~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整	39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
e　当社または配電事業者が~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	e　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合	し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合
~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 －（~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量） － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 －（39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量） － 発電量調整受電電力量
(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制	(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 ~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量－~~38~~（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量	対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，~~38~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは~~38~~（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）㉑にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）㉑にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整

現　行（令和５年12月27日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑵にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として~~30~~（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用して	にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）⑵にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用して

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
いる場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量　＝ $\text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \dfrac{\text{接続供給電力量}}{1-\text{損失率（~~31~~〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$ ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，~~30~~（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量 (6)　託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計	いる場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量　＝ $\text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \dfrac{\text{接続供給電力量}}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$ ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量 (6)　託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。	画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。
ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。	ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。
ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。	ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。
(7)　解　約　等	(7)　解　約　等
当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，~~54~~（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。
イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(~~3~~)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合	イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合
ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定	ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）	(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）
イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
(ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	(ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
(ﾛ)　インバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みま	(ﾛ)　インバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みま

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
す。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	す。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(ハ)　当社は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	(ハ)　当社は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
(ニ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。	(ニ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則３	ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則３

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 (9)　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 (9)　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
~~13~~　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 (1)　当社は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）~~10~~にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 (2)　当社は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）~~10~~にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された	12　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 (1)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 (2)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。	発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。
(3)　当社は，~~38~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，~~38~~（給電指令の実施等）~~(10)~~にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	(3)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(11)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	13　系統連系受電サービス等についての特別措置 (1)　発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに41（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。 なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび41（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。 また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，１月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。 イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (イ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 (ロ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 (ハ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 ロ　イ(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。 当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。） なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (2)　(1)の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。 　なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。 　また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 (3)　発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといた

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	します。）の最大値が10キロワット未満のとき。 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。 ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。 (ｲ)　22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。 (ﾛ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。 ａ　41（契約超過金）(2)イ(ｲ)またはロ(ｲ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。 ｂ　41（契約超過金）(2)イ(ﾛ)またはロ(ﾛ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。 (4)　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	イ　適　用　範　囲 原則として，令和６年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。 ロ　系統連系受電サービス料金等 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。 なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。 (ｲ)　系統連系受電課金対象電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (ﾛ)　発電量調整受電電力量 a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハもしくは(8)

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	イに準じて算定いたします。 b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。 なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。 (ハ)　契約超過受電電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	(b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 (a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	(5)　揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。 イ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。 ロ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合 発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。 (6)　発電設備等に係る供給地点において最終保障供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。 イ　18（料金）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。 ロ　22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなします。 ハ　39（給電指令の実施等）(7)において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td></td><td>ニ　53（契約の廃止）(4)または55（解約等）(5)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。
(7)　令和６年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。
イ　近接性評価地域
次の地域を近接性評価地域といたします。
<table><tr><th>県</th><th>市町村</th></tr><tr><td>徳島県</td><td>徳島市，鳴門市，小松島市，吉野川市，石井町，松茂町，北島町，藍住町，板野町，上板町</td></tr><tr><td>高知県</td><td>高知市，南国市，土佐市</td></tr><tr><td>愛媛県</td><td>松山市，新居浜市，四国中央市，松前町</td></tr><tr><td>香川県</td><td>高松市，丸亀市，善通寺市，観音寺市，さぬき市，東かがわ市，三豊市，三木町，宇多津町，綾川町，琴平町，多度津町</td></tr></table>ロ　受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価
22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)</td></tr>
</table>

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。 ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。
	14　令和７年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置 この約款実施の日から令和７年３月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，39（給電指令の実施等）(9)または(10)にかかわらず，次のとおりといたします。 (1)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	(ｲ)　割 引 の 対 象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 (ﾊ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 (ｲ)　割 引 の 対 象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パ

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	ーセントといたします。 (ハ)　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） a　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D - d}{D}$ H’　＝　修正時間（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間 D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A - B}{A}$ H’　＝　修正時間（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。） B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。 (2)　(1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。 (3)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。
	15　料金についての切替措置 令和６年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。 なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td></td><td>料金は，料金の算定期間における令和６年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。</td></tr>
<tr><td>別　　表
~~２　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定~~
~~(1)　近接性評価地域~~
~~次の地域を近接性評価地域といたします。~~
<table><tr><th>~~県~~</th><th>~~市町村~~</th></tr><tr><td>~~徳島県~~</td><td>~~徳島市，鳴門市，小松島市，吉野川市，石井町，松茂町，北島町，藍住町，板野町，上板町~~</td></tr><tr><td>~~高知県~~</td><td>~~高知市，南国市，土佐市~~</td></tr><tr><td>~~愛媛県~~</td><td>~~松山市，新居浜市，四国中央市，松前町~~</td></tr><tr><td>~~香川県~~</td><td>~~高松市，丸亀市，善通寺市，観音寺市，さぬき市，東かがわ市，三豊市，三本町，宇多津町，綾川町，琴平町，多度津町~~</td></tr></table>~~なお，平成 28 年３月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価対象地域に含めるものといたします。~~
~~高知県のうち~~
~~香南市，香美市，本山町，大豊町，土佐町，大川村，いの町~~
~~また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうも</td><td>別　　表</td></tr>
</table>

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~のといたします。~~ ~~(2)　近接性評価割引額の算定~~ ~~イ　近接性評価割引単価~~ ~~近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。~~ ~~1 キロワット 時につき~~ ~~受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合　56 銭~~ ~~受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえ 100,000 ボルト以下の場合　47 銭~~ ~~受電電圧が標準電圧 100,000 ボルトをこえる場合　24 銭~~ ~~ただし，平成 28 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧 100,000 ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。~~ ~~ロ　近接性評価割引電力量~~ ~~(イ)　近接性評価割引電力量は，次の a および b にもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を 30 分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。~~ ~~a　発電バランシンググループごとの電力量は，30 分ごとに次の算式により算定いたします。~~	

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量~~ ×（~~当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値~~ ／ ~~当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値~~） ~~b　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係る a の電力量の算定上，その 30 分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値~~ ×（~~当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量~~ ／ ~~当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量~~） ~~(ﾛ)　契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。~~	

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象計画電力量 ／ 契約者が調達する電力量~~ ~~(ﾊ)　接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合，その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象電力量 ／ 接続対象計画電力量~~ ~~ハ　近接性評価割引額~~ ~~近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに 30 分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。~~	

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td></td><td>

２　系統設備効率化割引の対象変電所等

(1)　系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

<table>
<tr><th>割引区分</th><th>割引対象変電所等</th></tr>
<tr><td>Ａ－１</td><td>麻変電所</td></tr>
<tr><td>Ａ－２</td><td>阿南変換所，阿南火力変電所，阿波変電所，大川変電所，香川変電所，国府変電所，讃岐変電所，高松変電所，鳴門変電所，松山変電所</td></tr>
<tr><td>Ａ－３</td><td>井川変電所，蔭平変電所，川内変電所，北松山変電所，坂出火力変電所，三島変電所</td></tr>
<tr><td>Ｂ－１</td><td>－</td></tr>
</table>

</td></tr>
</table>

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	Ｂ－２	藍場変電所，浅川変電所，朝倉変電所，旭変電所，石井変電所，泉川変電所，一宮変電所，宇多津変電所，内子変電所，宇和島変電所，枝堀変電所，枝松変電所，江の口変電所，大浦変電所，押岡変電所，笠山変電所，春日変電所，上天神変電所，亀浦変電所，川之江変電所，北島変電所，衣山変電所，介良変電所，小高坂変電所，幸町変電所，塩屋変電所，東雲変電所，下知変電所，昭和変電所，末広変電所，助任変電所，須崎変電所，鷹子変電所，高松中央変電所，竹原変電所，田宮変電所，道後変電所，徳島変電所，徳森変電所，西通変電所，農人町変電所，孕変電所，番町変電所，番の州変電所，東浜変電所，筆山変電所，日和佐変電所，富士見変電所，保内変電所，本町変電所，松島変電所，丸の内変電所，三津変電所，牟岐変電所，柳井田変電所，山際変電所，八幡浜変電所，吉田変電所，栗林変電所，若宮変電所，鷲敷変電所
	なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として令和 10 年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。 (2)　系統設備効率化割引の割引区分の適用 イ　(1)の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。 なお，連系変電所等については，原則として令和 10 年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	しを行なうものといたします。 　また，令和６年３月 31 日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。 ロ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。 ハ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，(1)の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。 ニ　令和６年４月１日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td></td><td>
<table>
<tr><th>見直し前の割引区分</th><th>見直し後の割引区分</th><th>適用される割引区分</th></tr>
<tr><td>Ａ－１</td><td>Ａ－１，Ａ－２，Ａ－３または割引対象外</td><td>Ａ－１</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Ａ－２</td><td>Ａ－１</td><td>Ａ－１</td></tr>
<tr><td>Ａ－２，Ａ－３または割引対象外</td><td>Ａ－２</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Ａ－３</td><td>Ａ－１</td><td>Ａ－１</td></tr>
<tr><td>Ａ－２</td><td>Ａ－２</td></tr>
<tr><td>Ａ－３または割引対象外</td><td>Ａ－３</td></tr>
<tr><td>Ｂ－１</td><td>Ｂ－１，Ｂ－２または割引対象外</td><td>Ｂ－１</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Ｂ－２</td><td>Ｂ－１</td><td>Ｂ－１</td></tr>
<tr><td>Ｂ－２または割引対象外</td><td>Ｂ－２</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>５　平均力率の算定
この約款における平均力率は，無効電力量を有効電力量で除してえた値（端数は，小数点以下第５位で四捨五入いたします。）に応じて，次のとおりといたします。この場合，有効電力量および無効電力量の計量については，~~29~~（計量）の記録型計量器により行ないます。また，有効電力量および無効電力量の単位は，それぞれキロワット時，キロバール時とし，そ</td><td>５　平均力率の算定
この約款における平均力率は，無効電力量を有効電力量で除してえた値（端数は，小数点以下第５位で四捨五入いたします。）に応じて，次のとおりといたします。この場合，有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）の記録型計量器により行ないます。また，有効電力量および無効電力量の単位は，それぞれキロワット時，キロバール時とし，そ</td></tr>
</table>

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
の端数は小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85 パーセントとみなします。	の端数は小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85 パーセントとみなします。
７　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い (1)　発電量調整受電計画電力量の取扱い 発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。 ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調	**７　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い** (1)　発電量調整受電計画電力量の取扱い 発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。 ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。 この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30 分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。 発電バランシンググループごとの発電計画 ＝ みなし発電計画の値 × 当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値 ／ 当日計画の通知の期限における発電計画の値	達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。 この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30 分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。 発電バランシンググループごとの発電計画 ＝ みなし発電計画の値 × 当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値 ／ 当日計画の通知の期限における発電計画の値
(2)　接続対象計画電力量の取扱い 接続対象計画電力量は，原則として，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。 ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画との	(2)　接続対象計画電力量の取扱い 接続対象計画電力量は，原則として，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。 ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画との

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
うちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）	うちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）
なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。	なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。
(3)　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い	(3)　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い
イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。	イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。
ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。	ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。
(ｲ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合	(ｲ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合
卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）	卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）
(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合	(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合
需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）	需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）
ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整	ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの ~~30~~（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30 分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画 ＝ みなし需要抑制計画の値 × 当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値 ／ 当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値 (ｲ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値 (ﾛ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値	受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの 31（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30 分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画 ＝ みなし需要抑制計画の値 × 当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値 ／ 当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値 (ｲ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値 (ﾛ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td>

８　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1)　定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，~~32~~（料金の算定）(1)イ，ロ，~~ハ~~または~~ニ~~の場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

<table>
<tr><td rowspan="6">電灯定額接続送電サービス</td><td rowspan="6">電灯である契約負荷設備</td><td>10 ワットまでの１灯につき</td><td>10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき</td><td>20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき</td><td>40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき</td><td>60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき</td><td>100 ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>100 ワットをこえる１灯につき 50 ワットまでごとに</td><td>50ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間</td></tr>
</table>

</td><td>

８　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1)　定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニまたはホの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

<table>
<tr><td rowspan="6">電灯定額接続送電サービス</td><td rowspan="6">電灯である契約負荷設備</td><td>10 ワットまでの１灯につき</td><td>10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき</td><td>20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき</td><td>40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき</td><td>60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき</td><td>100 ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>100 ワットをこえる１灯につき 50 ワットまでごとに</td><td>50ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間</td></tr>
</table>

</td></tr>
</table>

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）

	小型機器である契約負荷設備１機器につき	20 ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス		契約灯個数×40 ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス		契約電力×200 時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計　算　月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月　別 使用時間	472	469	401	410	362	342
計　算　月	７月	８月	９月	10 月	11 月	12 月
月　別 使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415 時間といたします。

(2)　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数にそれぞれの契約電力または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

	小型機器である契約負荷設備１機器につき	20 ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス		契約灯個数×40 ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス		契約電力×200 時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計　算　月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月　別 使用時間	472	469	401	410	362	342
計　算　月	７月	８月	９月	10 月	11 月	12 月
月　別 使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415 時間といたします。

(2)　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数にそれぞれの契約電力または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
(ｲ)　前月または前年同月の接続供給電力量による場合 $\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times$ 協定期間の日数 (ﾛ)　前３月間の接続供給電力量による場合 $\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times$ 協定期間の日数 ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合 使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。 ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が 10 日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。 $\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times$ 協定期間の日数 ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお，この場合の計量器の取付けは，~~62~~（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。 ホ　公差をこえる誤差により修正する場合	(ｲ)　前月または前年同月の接続供給電力量による場合 $\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times$ 協定期間の日数 (ﾛ)　前３月間の接続供給電力量による場合 $\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times$ 協定期間の日数 ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合 使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。 ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が 10 日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。 $\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times$ 協定期間の日数 ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお，この場合の計量器の取付けは，63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。 ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
計量電力量 100 パーセント＋（±誤差率） なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。 (ｲ)　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月 (ﾛ)　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月 (3)　(1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の 30 分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 (4)　発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。	計量電力量 100 パーセント＋（±誤差率） なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。 (ｲ)　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月 (ﾛ)　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月 (3)　(1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の 30 分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 (4)　発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。
９　需要計画・調達計画・販売計画 需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。	**９　需要計画・調達計画・販売計画** 需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）

対象期間		年 間計画 (第1年度, 第2年度)	月 間計画 (翌月, 翌々月)	週 間計画 (翌週, 翌々週)	翌 日計画	当 日計画
通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月１日	毎週水曜日午前 10 時	毎日午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需　要想定値	各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力	30 分ごとの接続対象電力量	

変更後（令和６年４月１日実施予定）

対象期間		年 間計画 (第1年度, 第2年度)	月 間計画 (翌月, 翌々月)	週 間計画 (翌週, 翌々週)	翌々日計画	翌 日計画	当 日計画
通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月１日	毎週水曜日午前10時	毎日午前10時	毎日午前 12 時	30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需　要想定値	各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力	週間計画と同一の時刻の接続対象電力	30 分ごとの接続対象電力量	

<table>
<tr><th colspan="4">現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th colspan="4">変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td rowspan="2">需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td rowspan="2">需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td><u>週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</u></td><td>30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="2">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td>―</td><td colspan="2">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td>―</td></tr>
</table>

（注１）　需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）　年度とは，４月１日から翌年の３月 31 日までの期間といたします。

（注３）　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，

（注１）　需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）　年度とは，４月１日から翌年の３月 31 日までの期間といたします。

（注３）　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td>より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４） ~~週間~~計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。</td><td>より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４） 翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。</td></tr>
<tr><td>10　発電計画・調達計画・販売計画
発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。
<table>
<tr><th colspan="2">対 象期間</th><th>年 間計画
(第1年度，第2年度)</th><th>月 間計画
(翌月，翌々月)</th><th>週 間計画
(翌週，翌々週)</th><th>翌 日計画</th><th>当 日計画</th></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年 10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日午前 10 時</td><td>毎日午前 12 時</td><td>原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="2">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
</table></td><td>10　発電計画・調達計画・販売計画
発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。
<table>
<tr><th colspan="2">対 象期間</th><th>年 間計画
(第1年度，第2年度)</th><th>月 間計画
(翌月，翌々月)</th><th>週 間計画
(翌週，翌々週)</th><th>翌々日計画</th><th>翌 日計画</th><th>当 日計画</th></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年 10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日午前 10 時</td><td>毎日午前 10 時</td><td>毎日午前 12 時</td><td>原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="2">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

調達計画・販売計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
発電設備等の停止計画	作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目		―	―	
	―	―	計画外作業		
			計画作業の変更分		

調達計画・販売計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	
発電設備等の停止計画	作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目		―	―	―	
	―	―	計画外作業			
			計画作業の変更分			

<table>
<tr><th>現　行（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>変更後（令和６年４月１日実施予定）</th></tr>
<tr><td>（注１）　発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）　年度とは，４月１日から翌年の３月 31 日までの期間といたします。
（注３）　当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）　計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。
（注５）　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注６）　~~週間~~計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。</td><td>（注１）　発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）　年度とは，４月１日から翌年の３月 31 日までの期間といたします。
（注３）　当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）　計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。
（注５）　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注６）　翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。</td></tr>
<tr><td>11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン
需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。
<table>
<tr><th>対 象期間</th><th>年 間計画
(第1年度，第2年度)</th><th>月 間計画
(翌月，翌々月)</th><th>週 間計画
(翌週，翌々週)</th><th>翌 日計画</th><th>当 日計画</th></tr>
<tr><td>通知の期限</td><td>毎年 10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日午前 10 時</td><td>毎日午前 12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
</table></td><td>11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン
需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。
<table>
<tr><th>対 象期間</th><th>年 間計画
(第1年度，第2年度)</th><th>月 間計画
(翌月，翌々月)</th><th>週 間計画
(翌週，翌々週)</th><th>翌々日計画</th><th>翌 日計画</th><th>当 日計画</th></tr>
<tr><td>通知の期限</td><td>毎 年 10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日 午 前 10 時</td><td>毎日午前 10 時</td><td>毎日午前 12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量		通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分およ	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値			調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分お	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）

	売分の計画値	売分の計画値	び販売分の計画値			
ベースライン	―	―	―	―		30 分ごとの値

（注１）　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）　年度とは，４月１日から翌年の３月 31 日までの期間といたします。

（注３）　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）　~~週間~~計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

	販売分の計画値	販売分の計画値	よび販売分の計画値			
ベースライン	―	―	―	―	―	30 分ごとの値

（注１）　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）　年度とは，４月１日から翌年の３月 31 日までの期間といたします。

（注３）　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）　翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
託送供給等約款別冊 託 送 供 給 等 約 款 系 統 連 系 技 術 要 件 令和~~5~~年 ~~12~~月 ~~27~~日 実 施 四国電力送配電株式会社	託送供給等約款別冊 託 送 供 給 等 約 款 系 統 連 系 技 術 要 件 令和６年４月１日 実 施 四国電力送配電株式会社

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
託　送　供　給　等　約　款 **系　統　連　系　技　術　要　件** **（託送供給等約款別冊）** 目　　次	**託　送　供　給　等　約　款** **系　統　連　系　技　術　要　件** **（託送供給等約款別冊）** 目　　次
Ⅰ　総　　則 １　目　　的 …… 1 ２　適用の範囲 …… 1 ３　協　　議 …… 1 **Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件（低圧連系）** １　発電設備等の種類 …… 2 ２　電 気 方 式 …… 2 ３　運転可能周波数 …… 2 ４　力　　率 …… 2 ５　高　調　波 …… 2 ６　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3 ７　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3 ８　不要解列の防止 …… 3 ９　保護装置の設置 …… 6	**Ⅰ　総　　則** １　目　　的 …… 1 ２　適用の範囲 …… 1 ３　協　　議 …… 1 **Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件（低圧連系）** １　発電設備等の種類 …… 2 ２　電 気 方 式 …… 2 ３　運転可能周波数 …… 2 ４　力　　率 …… 2 ５　高　調　波 …… 2 ６　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3 ７　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3 ８　不要解列の防止 …… 3 ９　保護装置の設置 …… 6

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
10　保護装置の設置場所 …… 7 11　解 列 箇 所 …… 7 12　保護継電器の設置相数 …… 7 13　接 地 方 式 …… 8 14　直流流出防止変圧器の設置 …… 8 15　電 圧 変 動 …… 8 16　短 絡 容 量 …… 10 17　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 …… 10 18　サイバーセキュリティ対策 …… 10 19　発 電 機 諸 元 …… 11	10　保護装置の設置場所 …… 7 11　解 列 箇 所 …… 7 12　保護継電器の設置相数 …… 7 13　接 地 方 式 …… 8 14　直流流出防止変圧器の設置 …… 8 15　電 圧 変 動 …… 8 16　短 絡 容 量 …… 10 17　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 …… 10 18　サイバーセキュリティ対策 …… 10 19　発 電 機 諸 元 …… 11
Ⅲ　負荷設備の系統連系技術要件（低圧連系）	**Ⅲ　負荷設備の系統連系技術要件（低圧連系）**
1　電 気 方 式 …… 12 2　力　　率 …… 12 3　保護装置の目的および設置 …… 12 4　保護装置の設置場所 …… 12 5　解 列 箇 所 …… 13 6　高　調　波 …… 13	1　電 気 方 式 …… 12 2　力　　率 …… 12 3　保護装置の目的および設置 …… 12 4　保護装置の設置場所 …… 12 5　解 列 箇 所 …… 13 6　高　調　波 …… 13
Ⅳ　発電設備等の系統連系技術要件（高圧連系）	**Ⅳ　発電設備等の系統連系技術要件（高圧連系）**
1　電 気 方 式 …… 14 2　運転可能周波数 …… 14 3　力　　率 …… 14 4　高　調　波 …… 14 5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 14	1　電 気 方 式 …… 14 2　運転可能周波数 …… 14 3　力　　率 …… 14 4　高　調　波 …… 14 5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 14

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 15	6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 15
7　不要解列の防止 …… 15	7　不要解列の防止 …… 15
8　保護装置の設置 …… 17	8　保護装置の設置 …… 17
9　保護装置の設置場所 …… 19	9　保護装置の設置場所 …… 19
10　解 列 箇 所 …… 19	10　解 列 箇 所 …… 19
11　保護継電器の設置相数 …… 19	11　保護継電器の設置相数 …… 19
12　自動負荷制限 …… 19	12　自動負荷制限 …… 19
13　線路無電圧確認装置の設置 …… 19	13　線路無電圧確認装置の設置 …… 19
14　接 地 方 式 …… 20	14　接 地 方 式 …… 20
15　直流流出防止変圧器の設置 …… 20	15　直流流出防止変圧器の設置 …… 20
16　電 圧 変 動 …… 20	16　電 圧 変 動 …… 20
17　短 絡 容 量 …… 22	17　短 絡 容 量 …… 22
18　発電機定数・諸元 …… 22	18　発電機定数・諸元 …… 22
19　昇圧用変圧器 …… 23	19　昇圧用変圧器 …… 23
20　連 絡 体 制 …… 23	20　連 絡 体 制 …… 23
21　バンク逆潮流の制限 …… 24	21　バンク逆潮流の制限 …… 24
22　サイバーセキュリティ対策 …… 24	22　サイバーセキュリティ対策 …… 24
Ⅴ　負荷設備の系統連系技術要件（高圧連系）	**Ⅴ　負荷設備の系統連系技術要件（高圧連系）**
1　電 気 方 式 …… 25	1　電 気 方 式 …… 25
2　保 護 協 調 …… 25	2　保 護 協 調 …… 25
3　保護装置の設置 …… 25	3　保護装置の設置 …… 25
4　保護装置の設置場所 …… 25	4　保護装置の設置場所 …… 25
5　解 列 箇 所 …… 25	5　解 列 箇 所 …… 25
6　保護継電器の設置相数 …… 25	6　保護継電器の設置相数 …… 25

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
7　高　調　波 …… 25	7　高　調　波 …… 25
8　電圧~~フリッカ対策~~ …… ~~26~~	8　電 圧 変 動 …… 27
9　連 絡 体 制 …… 27	9　連 絡 体 制 …… 27
	10　サイバーセキュリティ対策 …… 27
Ⅵ　発電設備等の系統連系技術要件（特別高圧連系）	**Ⅵ　発電設備等の系統連系技術要件（特別高圧連系）**
1　電 気 方 式 …… 28	1　電 気 方 式 …… 28
2　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 28	2　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 28
3　力　　率 …… 28	3　力　　率 …… 28
4　高　調　波 …… 28	4　高　調　波 …… 28
5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 29	5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 29
6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 29	6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 29
7　不要解列の防止 …… 29	7　不要解列の防止 …… 29
8　保護装置の設置 …… 31	8　保護装置の設置 …… 31
9　再閉路方式 …… 33	9　再閉路方式 …… 33
10　保護装置の設置場所 …… 34	10　保護装置の設置場所 …… 34
11　解 列 箇 所 …… 34	11　解 列 箇 所 …… 34
12　保護継電器の設置相数 …… 34	12　保護継電器の設置相数 …… 34
13　自動負荷制限・発電抑制 …… 34	13　自動負荷制限・発電抑制 …… 34
14　線路無電圧確認装置の設置 …… 35	14　線路無電圧確認装置の設置 …… 35
15　発電機運転制御装置の付加 …… 35	15　発電機運転制御装置の付加 …… 35
16　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 37	16　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 37
17　直流流出防止変圧器の設置 …… 37	17　直流流出防止変圧器の設置 …… 37
18　電 圧 変 動 …… 38	18　電 圧 変 動 …… 38
19　出力変動対策 …… 39	19　出力変動対策 …… 39

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
20　短絡・地絡電流対策 …… 39	20　短絡・地絡電流対策 …… 39
21　発電機定数・諸元 …… 39	21　発電機定数・諸元 …… 39
22　昇圧用変圧器 …… 41	22　昇圧用変圧器 …… 41
23　連　絡　体　制 …… 41	23　連　絡　体　制 …… 41
24　電気現象記録装置 …… 43	24　電気現象記録装置 …… 43
25　サイバーセキュリティ対策 …… 43	25　サイバーセキュリティ対策 …… 43
Ⅶ　負荷設備の系統連系技術要件（特別高圧連系）	**Ⅶ　負荷設備の系統連系技術要件（特別高圧連系）**
1　電　気　方　式 …… 44	1　電　気　方　式 …… 44
2　保　護　協　調 …… 44	2　保　護　協　調 …… 44
3　保護装置の設置 …… 44	3　保護装置の設置 …… 44
4　保護装置の設置場所 …… 45	4　保護装置の設置場所 …… 45
5　解　列　箇　所 …… 45	5　解　列　箇　所 …… 45
6　保護継電器の設置相数 …… 45	6　保護継電器の設置相数 …… 45
7　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 45	7　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 45
8　高　調　波 …… 45	8　高　調　波 …… 45
9　電圧~~フリッカ対策~~ …… 47	9　電　圧　変　動 …… 47
10　連　絡　体　制 …… 47	10　連　絡　体　制 …… 47
	11　サイバーセキュリティ対策 …… 47

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件（低圧連系） **１　発電設備等の種類** ~~連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。~~	**Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件（低圧連系）** **１　発電設備等の種類** 逆潮流有りの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない場合でも，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出および解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれがない場合に限り，逆潮流有りの連系とすることができます。
３　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　連続運転可能周波数：58.2 ヘルツをこえ 61.0 ヘルツ以下 (2)　運転可能周波数：57.0 ヘルツ以上 61.8 ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2 ヘルツでは 10 分程度以上，57.6 ヘルツは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下継電器の整定値は，原則として，検出レベルは 57.0 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）非適用の設備については，これによらないものとします。 ~~なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては~~	**３　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　連続運転可能周波数：58.2 ヘルツをこえ 61.0 ヘルツ以下 (2)　運転可能周波数：57.0 ヘルツ以上 61.8 ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2 ヘルツでは 10 分程度以上，57.6 ヘルツは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下継電器の整定値は，原則として，検出レベルは 57.0 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）非適用の設備については，これによらないものとします。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
~~除きます。~~	
18　サイバーセキュリティ対策 サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等の設置者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号または携帯電話番号を通知すること。	**18　サイバーセキュリティ対策** 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等の設置者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号または携帯電話番号を通知すること。
Ⅳ　発電設備等の系統連系技術要件（高圧連系） **２　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のと	**Ⅳ　発電設備等の系統連系技術要件（高圧連系）** **２　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のと

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
おりとしていただきます。 (1)　連続運転可能周波数：58.2 ヘルツをこえ 61.0 ヘルツ以下 (2)　運転可能周波数：57.0 ヘルツ以上 61.8 ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2 ヘルツでは 10 分程度以上，57.6 ヘルツは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下継電器の整定値は，原則として，検出レベルは 57.0 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については，これによらないものとします。 ~~なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。~~	おりとしていただきます。 (1)　連続運転可能周波数：58.2ヘルツをこえ61.0ヘルツ以下 (2)　運転可能周波数：57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下継電器の整定値は，原則として，検出レベルは57.0ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については，これによらないものとします。
22　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のと	**22　サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のと

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
おり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	おり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。
Ⅴ　負荷設備の系統連系技術要件（高圧連系） **８　電圧~~フリッカ対策~~** 負荷設備の新設，増設または設備更新時にアーク炉等を含み，電圧フリッカが発生するおそれのある場合は，必要な対策を行なっていただきます。	**Ⅴ　負荷設備の系統連系技術要件（高圧連系）** **８　電 圧 変 動** (1)　電圧変動対策 受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。 (2)　電圧フリッカ対策 負荷設備の新設，増設または設備更新時にアーク炉等を含み，電圧フリッカが発生するおそれのある場合は，必要な対策を行なっていただきます。
	10　サイバーセキュリティ対策 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものを除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じて

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
	いただきます。
Ⅵ　発電設備等の系統連系技術要件（特別高圧連系） **18　電　圧　変　動** (1)　常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１～２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，発電設備等の設置者において自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に発電設備等の設置者において瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をするこ	**Ⅵ　発電設備等の系統連系技術要件（特別高圧連系）** **18　電　圧　変　動** (1)　常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１～２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，発電設備等の設置者において自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に発電設備等の設置者において瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をするこ

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
と。 ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の±２パーセントを目安といたします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 (ｲ)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 (ﾛ)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。 (3)　そ　の　他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，~~他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，~~その抑制対策を実施していただきます。	と。 ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の±２パーセントを目安といたします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 (ｲ)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 (ﾛ)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。 (3)　そ　の　他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
25　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	**25　サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。
Ⅶ　負荷設備の系統連系技術要件（特別高圧連系） **９　電圧~~フリッカ対策~~**	**Ⅶ　負荷設備の系統連系技術要件（特別高圧連系）** **９　電 圧 変 動** (1)　電圧変動対策

現　行（令和５年 12 月 27 日実施）	変更後（令和６年４月１日実施予定）
負荷設備の新設，増設または設備更新時にアーク炉等を含み，電圧フリッカが発生するおそれのある場合は，必要な対策を行なっていただきます。	受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。 (2)　電圧フリッカ対策 負荷設備の新設，増設または設備更新時にアーク炉等を含み，電圧フリッカが発生するおそれのある場合は，必要な対策を行なっていただきます。
	11　サイバーセキュリティ対策 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものを除く）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

３　電気事業法施行規則第 17 条の４第１項の規定により提出した書類の写し

企管発第５号

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

2023 年 9 月 29 日

経済産業大臣　　西村 康稔　殿

香川県高松市丸の内 2 番 5 号
四国電力送配電株式会社
代表取締役社長 社長執行役員　横井 郁夫

次のとおり収入の見通しの変更の承認を受けたいので、電気事業法第 17 条の 2 第 4 項の規定により申請します。

変　更　の　内　容	別紙のとおりであります。
変　更　年　月　日	2024 年 4 月 1 日

別紙

１．収入の見通しの変更を必要とする理由

２．一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する諸例の規定に基づき作成した書類

１．収入の見通しの変更を必要とする理由

２０２４年度から発電側課金制度が導入されることに伴い、料金体系の見直しが必要となることを踏まえ、

- 審議会において託送料金への反映が妥当と整理された項目をはじめ、エネルギー政策の変更等に伴う項目のうち、実績値が確定した項目または合理的な見積もりができる項目
- 過去実績等を基に期初の想定値を織り込んでいたが、約定・公募の確定値に置き換えが可能となった項目

の費用の変動を託送料金単価に反映させるため、２０２２年１２月に国の承認を受けた収入の見通しについて、電気事業法第１７条の２第４項の規定に基づき、託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請を実施する次第であります。

区分	項目	変更理由
エネルギー政策の変更等	追加 kW・kWh 公募	2022 年度の夏季・冬季の追加供給力確保費用を反映
	インバランス収支過不足	2022 年度のインバランスによる収支を反映
	最終保障供給損益	2022 年度の最終保障供給契約による損益を反映
	容量拠出金 （稀頻度リスク）	2025～2027 年度容量市場における制度見直しを反映
約定・公募結果の反映	電源Ⅰ・Ⅰ’費用 （公募結果）	2023 年度向け電源Ⅰ・Ⅰ’の公募結果を反映
	容量拠出金 （約定結果）	2026 年度向け容量市場オークションの約定結果を反映
	BS 機能費用 （公募結果）	2026 年度向け BS 機能の公募結果を反映

以　上

２．一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに

関する省令の規定に基づき作成した書類

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
	役員給与	142,870	142,870	142,870	142,870	142,870	714,350	142,870	
	給料手当	17,392,020	17,607,263	17,565,019	17,590,122	17,600,811	87,755,235	17,551,047	
	給料手当振替額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	退職給与金 ※1	1,571,900	1,528,406	1,506,871	1,407,115	1,385,552	7,399,844	1,479,969	
	厚生費	4,927,609	4,933,266	4,914,236	4,907,279	4,898,849	24,581,239	4,916,248	
	委託検針費	679,918	165,615	157,169	155,779	155,779	1,314,260	262,852	
	委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	
	雑給	117,700	117,700	117,700	117,700	117,700	588,500	117,700	
	（人件費計）	(24,832,017)	(24,495,120)	(24,403,865)	(24,320,865)	(24,301,561)	122,353,428	(24,470,686)	
	修繕費 ※2	3,350,619	3,413,752	3,351,935	3,358,225	3,424,890	16,899,421	3,379,884	
	研究費	932,096	888,996	871,996	847,996	847,996	4,389,080	877,816	
	消耗品費	326,647	321,241	294,853	286,211	306,565	1,535,517	307,103	
	損害保険料	32,258	32,258	32,258	32,258	32,258	161,290	32,258	
	養成費	482,507	488,045	478,054	485,092	482,054	2,415,752	483,150	
	建設分担関連費振替額（貸方）	△ 6,180	△ 17,427	△ 9,516	0	0	△ 33,123	△ 6,625	▲表示で記載
	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 12,605	△ 12,605	△ 12,605	△ 12,605	△ 12,605	△ 63,025	△ 12,605	▲表示で記載
	委託費 ※3	11,620,693	12,508,965	11,831,167	11,548,696	11,463,654	58,973,175	11,794,635	
	普及開発関係費	126,205	126,205	126,205	126,205	126,205	631,025	126,205	
	諸費 ※4	2,781,374	2,864,261	3,296,912	2,986,228	2,857,918	14,786,693	2,957,339	
	電気事業雑収益 ※5	△ 4,198,736	△ 3,947,753	△ 3,902,213	△ 4,141,159	△ 3,926,537	△ 20,116,398	△ 4,023,280	▲表示で記載
第１区分費用計		40,266,895	41,161,058	40,762,911	39,838,012	39,903,959	201,932,835	40,386,567	
	修繕費 ※6	18,478,000	18,216,200	17,534,100	17,224,800	17,204,400	88,657,500	17,731,500	
	委託費 ※7	2,136,951	1,577,648	1,136,939	3,854,862	1,117,382	9,823,782	1,964,756	
	諸費 ※8	1,643,398	1,143,673	330,024	458,424	370,597	3,946,116	789,223	
	減価償却費 ※9	518,524	1,718,145	3,160,815	4,408,728	5,646,460	15,452,672	3,090,534	
	固定資産税 ※10	0	278,846	644,436	1,040,547	1,307,743	3,271,572	654,314	
第２区分費用計		22,776,873	22,934,512	22,806,314	26,987,361	25,646,582	121,151,642	24,230,328	
次世代投資費用		2,121,637	3,834,221	4,951,758	8,829,669	7,824,536	27,561,821	5,512,364	
	修繕費 ※11	13,142,803	13,015,928	12,691,632	12,907,742	12,622,341	64,380,446	12,876,089	
	委託費 ※12	146,364	146,619	147,848	148,078	147,322	736,231	147,246	
	固定資産除却費	4,952,632	5,655,856	5,456,526	5,015,870	5,190,687	26,271,571	5,254,314	
	賃借料 ※13	2,562,819	2,549,464	2,510,847	2,461,942	2,434,072	12,519,144	2,503,829	
	託送料 ※14	5,122,932	5,896,586	6,425,042	6,489,710	6,477,767	30,412,037	6,082,407	
	共有設備費等分担額	3,222	3,222	3,222	3,222	3,222	16,110	3,222	
	共有設備費等分担額（貸方）	△ 112,674	△ 189,673	△ 174,493	△ 126,059	△ 134,011	△ 736,910	△ 147,382	▲表示で記載
	他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	
	地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	
	一般送配電事業等に係る電力料 ※15	131,618	130,956	130,295	129,633	128,972	651,474	130,295	
	需給調整市場手数料 ※16	49,678	106,898	106,898	106,898	106,898	477,270	95,454	
	電力費振替勘定（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	開発費	0	0	0	0	0	0	0	
	株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	
	社債発行費	12,662	14,718	6,378	4,236	18,565	56,559	11,312	
	開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	
	株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	
	社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	
	廃炉等負担金	0	0	0	0	0	0	0	
	離島等供給に係る費用 ※17	0	0	0	0	0	0	0	
	離島等供給に係る収益 ※18	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	（何）	0	0	0	0	0	0	0	
第３区分費用計		26,012,056	27,330,574	27,304,195	27,141,272	26,995,835	134,783,932	26,956,786	
	地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	託送収益 ※19	△ 1,825,400	△ 2,451,022	△ 2,654,792	△ 2,417,055	△ 2,322,237	△ 11,670,506	△ 2,334,101	▲表示で記載
	事業者間精算収益	△ 3,378,602	△ 3,378,602	△ 3,378,602	△ 3,378,602	△ 3,378,602	△ 16,893,010	△ 3,378,602	▲表示で記載
	電気事業雑収益 ※20	△ 2,967,977	△ 2,954,709	△ 2,949,889	△ 2,955,563	△ 2,954,380	△ 14,782,518	△ 2,956,504	▲表示で記載
	預金利息	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
控除収益計		△ 8,171,979	△ 8,784,333	△ 8,983,283	△ 8,751,220	△ 8,655,219	△ 43,346,034	△ 8,669,207	
	減価償却費 ※21	17,691,727	16,010,661	15,497,498	15,109,110	14,701,419	79,010,415	15,802,083	
	退職給与金 ※22	0	0	0	0	0	0	0	
	ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	129,823	83,468	7,680	11,515	0	232,486	46,497	
	賃借料 ※23	3,027,522	3,027,522	3,027,522	3,027,522	3,027,522	15,137,610	3,027,522	
	諸費 ※24	451,218	450,408	449,664	448,905	448,213	2,248,408	449,682	
	貸倒損	72,624	72,624	72,624	72,624	72,624	363,120	72,624	貸方の場合は▲表示で記載
	振替損失調整額	104,199	104,199	104,199	104,199	104,199	520,995	104,199	
	インバランス収支過不足額 ※25	5,339,002	0	0	0	0	5,339,002	1,067,800	貸方の場合は▲表示で記載

	電源開発促進税	9,485,316	9,403,856	9,354,128	9,303,675	9,274,539	46,821,514	9,364,303	
	事業税	1,923,027	1,921,606	1,886,577	1,913,938	1,908,895	9,554,043	1,910,809	
	雑税	111,527	111,527	111,527	111,527	111,527	557,635	111,527	
	法人税等	3,187,484	3,187,484	3,187,484	3,187,484	3,187,484	15,937,420	3,187,484	
	賠償負担金相当金	2,362,525	2,362,525	2,362,525	2,362,525	2,362,525	11,812,625	2,362,525	
	廃炉円滑化負担金相当金	5,770,396	5,770,396	5,770,396	5,770,396	5,442,819	28,524,403	5,704,881	
	固定資産税 ※26	5,744,416	5,467,234	5,155,189	4,904,301	4,675,413	25,946,553	5,189,311	
	調整力の確保に要する費用 ※27	80,244	4,222,419	5,094,008	4,170,730	3,700,448	17,267,849	3,453,570	貸方の場合は▲表示で記載
	再給電に要する費用 ※28	0	0	0	0	0	0	0	
制御不能費用計		55,481,050	52,195,929	52,081,021	50,498,451	49,017,627	259,274,078	51,854,816	
	託送料 ※29	240,526	240,651	213,643	224,374	268,380	1,187,574	237,515	
	補償費	127,763	127,763	127,763	127,763	127,763	638,815	127,763	
	事業者間精算費	100,984	100,984	100,984	100,984	100,984	504,920	100,984	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	381,629	381,629	381,629	381,629	381,629	1,908,145	381,629	
	調整力の確保に要する費用 ※31	9,264,329	8,272,023	9,599,086	8,357,470	8,296,934	43,789,842	8,757,968	
	発電抑制に要する費用 ※32	4,090	5,200	5,580	5,580	5,580	26,030	5,206	
事後検証費用		10,119,321	9,128,250	10,428,685	9,197,800	9,181,270	48,055,326	9,611,065	
事業報酬		6,576,105	6,720,458	6,872,181	7,020,895	7,147,674	34,337,313	6,867,463	
追加事業報酬		21,676	19,992	18,447	17,032	15,729	92,876	18,575	
収入の見通し計		155,203,634	154,540,661	156,242,229	160,779,272	157,077,993	783,843,789	156,768,758	

（記載注意）
※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。
※6：取替修繕費及び修繕費であって配電設備及び業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※7：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※8：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※9：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※10：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する税額に限る。
※11：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※12：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※13：第６条に規定するものを除く。
※14：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※15：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※16：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※17：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※18：送配電等業務に係る収益を除く。
※19：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。
※20：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。
※21：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※22：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。
※23：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
※24：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。
※25：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。
※26：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。
※27：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。
※28：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。
※29：連系線の増強等に係る費用に限る。
※30：災害等扶助交付金を含む。
※31：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等（再生可能エネルギー電気特措法第２条第５項に規定する認定発電設備（同条第３項第１号に掲げる太陽光及び同項第２号に掲げる風力を電気に変換するものに限る。）から供出される電力量について、翌日市場（一般社団法人日本卸電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行うための卸電力取引市場をいう。）の売買取引が行われる日の午前六時における一般送配電事業者による予測値と当該売買取引に係る電力の受渡しを行う一時間前における当該一般送配電事業者による予測値との差を調整するための調整電源等を除く。）を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。
※32：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

様式第２（第３条から第１１条まで関係）

第１表

第１区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
役員給与	243,988	240,385	231,720	180,464	180,490	1,077,047	215,409	142,870	142,870	142,870	142,870	142,870	714,350	142,870	
給料手当	20,652,685	20,355,459	19,930,238	17,537,529	16,976,116	95,452,027	19,090,405	17,392,020	17,607,263	17,565,019	17,590,122	17,600,811	87,755,235	17,551,047	
給料手当振替額（貸方）						0	0						0	0	▲表示で記載
退職給与金 ※1	1,831,536	1,850,066	931,478	1,481,153	1,422,261	7,516,494	1,503,299	1,571,900	1,528,406	1,506,871	1,407,115	1,385,552	7,399,844	1,479,969	
厚生費	4,149,154	4,088,074	4,053,017	4,438,363	4,437,892	21,166,500	4,233,300	4,927,609	4,933,266	4,914,236	4,907,279	4,898,849	24,581,239	4,916,248	
委託検針費	1,333,714	1,183,164	1,106,283	1,006,888	884,998	5,515,047	1,103,009	679,918	165,615	157,169	155,779	155,779	1,314,260	262,852	
委託集金費	279,951	280,478	484,162	0	0	1,044,591	208,918	0	0	0	0	0	0	0	
雑給	243,739	258,169	287,940	113,455	118,154	1,021,457	204,291	117,700	117,700	117,700	117,700	117,700	588,500	117,700	
修繕費 ※2	3,281,030	3,374,005	3,142,507	3,137,219	3,216,103	16,150,864	3,230,173	3,350,619	3,413,752	3,351,935	3,358,225	3,424,890	16,899,421	3,379,884	
研究費	811,161	820,162	948,796	804,038	786,581	4,170,738	834,148	932,096	888,996	871,996	847,996	847,996	4,389,080	877,816	
消耗品費	443,957	565,298	553,542	418,597	300,381	2,281,775	456,355	326,647	321,241	294,853	286,211	306,565	1,535,517	307,103	
損害保険料	20,957	21,071	21,582	27,173	27,379	118,162	23,632	32,258	32,258	32,258	32,258	32,258	161,290	32,258	
養成費	281,794	250,547	282,407	416,506	413,617	1,644,871	328,974	482,507	488,045	478,054	485,092	482,054	2,415,752	483,150	
建設分担関連費振替額（貸方）	△ 31,437	△ 32,289	△ 61,659	△ 241	△ 965	△ 126,591	△ 25,318	△ 6,180	△ 17,427	△ 9,516	0	0	△ 33,123	△ 6,625	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 42,392	△ 48,122	△ 42,710	△ 16,216	△ 7,600	△ 157,040	△ 31,408	△ 12,605	△ 12,605	△ 12,605	△ 12,605	△ 12,605	△ 63,025	△ 12,605	▲表示で記載
委託費 ※3	6,421,634	6,701,334	6,956,106	10,891,250	9,910,960	40,881,284	8,176,257	11,620,693	12,508,965	11,831,167	11,548,696	11,463,654	58,973,175	11,794,635	
普及開発関係費	29,151	29,119	42,625	68,466	136,496	305,857	61,171	126,205	126,205	126,205	126,205	126,205	631,025	126,205	
諸費 ※4	2,727,868	2,916,690	3,099,536	2,651,911	2,723,448	14,119,453	2,823,891	2,781,374	2,864,261	3,296,912	2,986,228	2,857,918	14,786,693	2,957,339	
電気事業雑収益 ※5	0	0	0	△ 3,778,739	△ 3,774,900	△ 7,553,639	△ 1,510,728	△ 4,198,736	△ 3,947,753	△ 3,902,213	△ 4,141,159	△ 3,926,537	△ 20,116,398	△ 4,023,280	▲表示で記載
第１区分費用計	42,678,496	42,853,615	41,967,578	39,377,819	37,751,416	204,628,924	40,925,785	40,266,895	41,161,058	40,762,911	39,838,012	39,903,959	201,932,835	40,386,567	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。

≪項目別明細表≫

（1）第３条第３項関係

［役員給与］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内取締役報酬	197,795	196,325	179,358	159,938	159,963	893,379	178,676	122,460	122,460	122,460	122,460	122,460	612,300	122,460	
社外取締役報酬	19,206	16,461	18,339	0	0	54,006	10,801	0	0	0	0	0	0	0	
社内監査役報酬	26,987	27,597	34,022	20,526	20,526	129,658	25,932	20,410	20,410	20,410	20,410	20,410	102,050	20,410	
社外監査役報酬						0	0						0	0	
合計	243,988	240,385	231,720	180,464	180,490	1,077,047	215,409	142,870	142,870	142,870	142,870	142,870	714,350	142,870	

［給料手当］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
基準賃金	14,870,391	14,493,834	14,188,806	12,934,131	12,499,728	68,986,890	13,797,378	12,687,022	12,764,639	12,683,245	12,640,096	12,596,568	63,371,570	12,674,314	
基準外賃金	2,208,230	2,258,390	2,156,865	1,923,881	1,973,479	10,520,845	2,104,169	2,003,051	2,015,304	2,002,454	1,995,641	1,988,769	10,005,219	2,001,044	
諸給与金	5,473,429	5,445,556	5,347,948	4,742,151	4,527,501	25,536,585	5,107,317	4,595,341	4,623,454	4,593,972	4,578,342	4,562,577	22,953,686	4,590,737	
控除口（貸方）	△ 1,703,936	△ 1,641,726	△ 1,573,666	△ 1,918,301	△ 1,883,465	△ 8,721,094	△ 1,744,219	△ 1,752,266	△ 1,655,006	△ 1,573,524	△ 1,482,829	△ 1,405,975	△ 7,869,600	△ 1,573,920	
附帯事業振替額	△ 195,429	△ 200,595	△ 189,715	△ 144,331	△ 141,127	△ 871,197	△ 174,239	△ 141,128	△ 141,128	△ 141,128	△ 141,128	△ 141,128	△ 705,640	△ 141,128	
（　　何　　）						0	0						0	0	
合計	20,652,685	20,355,459	19,930,238	17,537,529	16,976,116	95,452,027	19,090,405	17,392,020	17,607,263	17,565,019	17,590,122	17,600,811	87,755,235	17,551,047	
平均経費人員（人）	2,938.5	2,844.0	2,777.5	2,617.0	2,565.5	13,743	2,749	2,552	2,550	2,516	2,490	2,463	12,571	2,514	
平均基準賃金（千円/月）	421	424	425	411	406	2,087	417	414	417	420	423	426	2,101	420	

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
引当金増加額	△ 728,781	△ 939,541	△ 1,596,611	△ 537,537	△ 618,471	△ 4,420,941	△ 884,188	△ 418,974	△ 397,450	△ 426,706	△ 328,315	△ 351,452	△ 1,922,897	△ 384,579	
実払額	551,527	837,239	621,192	583,847	643,020	3,236,825	647,365	672,859	666,640	733,303	585,109	639,548	3,297,459	659,492	
年金保険料	2,008,790	1,952,368	1,906,898	1,434,843	1,397,712	8,700,611	1,740,122	1,318,015	1,259,216	1,200,274	1,150,321	1,097,456	6,025,282	1,205,056	
						0	0						0	0	
合計	1,831,536	1,850,066	931,478	1,481,153	1,422,261	7,516,494	1,503,299	1,571,900	1,528,406	1,506,871	1,407,115	1,385,552	7,399,844	1,479,969	

［厚生費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法定厚生費	健康保険料	1,131,909	1,093,743	1,074,363	971,983	948,556	5,220,554	1,044,111	963,698	969,371	963,086	959,678	956,234	4,812,067	962,413	
	介護保険料	111,845	123,177	128,837	140,184	135,928	639,971	127,994	138,097	138,911	138,010	137,522	137,028	689,568	137,914	
	労災保険料	47,490	47,433	40,990	35,882	31,037	202,832	40,566	31,533	31,719	31,513	31,401	31,288	157,454	31,491	
	雇用保険料	133,340	131,172	128,476	115,052	112,779	620,819	124,164	162,322	163,277	162,219	161,645	161,064	810,527	162,105	
	厚生年金保険料	1,954,945	1,903,499	1,871,661	1,729,711	1,703,991	9,163,807	1,832,761	1,731,190	1,741,385	1,730,093	1,723,972	1,717,783	8,644,423	1,728,885	
	労災補償費	16	16	22	17	116	187	37	118	118	118	117	117	588	118	
	健康診断費	28,182	28,147	27,889	26,173	24,521	134,912	26,982	25,041	25,208	25,380	25,552	25,737	126,918	25,384	
	子ども・子育て拠出金	50,362	55,400	70,167	69,041	67,290	312,260	62,452	68,364	68,766	68,321	68,078	67,834	341,363	68,273	
	（　　何　　）						0	0						0	0	
	その他	△ 256,382	△ 246,804	△ 238,077	△ 255,391	△ 293,807	△ 1,290,461	△ 258,092	△ 273,760	△ 258,565	△ 245,835	△ 231,665	△ 219,658	△ 1,229,483	△ 245,897	
	計	3,201,711	3,135,785	3,104,332	2,832,654	2,730,413	15,004,895	3,000,979	2,846,603	2,880,190	2,872,905	2,876,300	2,877,427	14,353,425	2,870,685	
一般厚生費	安全管理費	116,316	110,218	112,935	169,387	170,091	678,947	135,789	194,632	179,243	179,243	179,243	179,243	911,604	182,321	
	衛生管理費						0	0						0	0	
	福利事業費						0	0						0	0	
	厚生施設運営費	242,549	255,560	273,860	928,265	1,014,557	2,714,791	542,958	1,384,214	1,384,214	1,384,214	1,384,214	1,384,214	6,921,070	1,384,214	
	文化体育費						0	0						0	0	
	慶弔費						0	0						0	0	
	パーソナルサポート補助費	537,009	525,383	511,813	361,744	368,579	2,304,528	460,906	343,653	334,855	326,608	319,460	312,861	1,637,437	327,487	
	その他	51,567	61,127	50,075	146,310	154,250	463,329	92,666	158,507	154,764	151,266	148,062	145,104	757,703	151,541	
	計	947,443	952,288	948,685	1,605,708	1,707,478	6,161,602	1,232,320	2,081,006	2,053,076	2,041,331	2,030,979	2,021,422	10,227,814	2,045,563	
合計		4,149,154	4,088,074	4,053,017	4,438,363	4,437,892	21,166,500	4,233,300	4,927,609	4,933,266	4,914,236	4,907,279	4,898,849	24,581,239	4,916,248	

［雑給］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
嘱託給	（　　何　　）						0	0						0	0	
	その他	243,739	258,169	287,940	113,455	118,154	1,021,457	204,291	117,700	117,700	117,700	117,700	117,700	588,500	117,700	
	計	243,739	258,169	287,940	113,455	118,154	1,021,457	204,291	117,700	117,700	117,700	117,700	117,700	588,500	117,700	
嘱託員平均人員（人）		56.8	59.1	63.8	20	18	218	44	22	22	22	22	22	110	22	
臨時用給							0	0						0	0	
（　　何　　）							0	0						0	0	
その他							0	0						0	0	
合計		243,739	258,169	287,940	113,455	118,154	1,021,457	204,291	117,700	117,700	117,700	117,700	117,700	588,500	117,700	

［研究費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内研究費	送電関係	6,856	1,720	1,124	309	458	10,467	2,093	900	900	900	900	900	4,500	900	
	変電関係	2,096	4,531	7,926	135	232	14,920	2,984	2,250	2,250	2,250	2,250	2,250	11,250	2,250	
	配電関係	1,820	490	1,592	2,836	11,491	18,229	3,646	500	500	500	500	500	2,500	500	
	給電関係	3,441	2,667	2,137	1,789	1,054	11,088	2,218	5,510	5,510	5,510	5,510	5,510	27,550	5,510	
	（　　何　　）						0	0						0	0	
	その他	687	143	174	278	347	1,629	326	600	600	600	600	600	3,000	600	
	計	14,902	9,552	12,954	5,348	13,584	56,340	11,268	9,760	9,760	9,760	9,760	9,760	48,800	9,760	
委託研究費	送電関係	142,865	128,006	165,755	155,778	155,239	747,643	149,529	117,900	77,900	77,900	65,900	65,900	405,500	81,100	
	変電関係	63,950	65,400	62,400	62,400	59,000	313,150	62,630	90,000	90,000	64,000	64,000	64,000	372,000	74,400	
	配電関係	159,227	160,685	159,802	152,810	154,460	786,984	157,397	230,900	227,800	212,800	212,800	212,800	1,097,100	219,420	
	給電関係	120,762	145,256	161,751	104,300	87,454	619,523	123,905	105,300	105,300	129,300	117,300	117,300	574,500	114,900	
	その他（通信等）	86,601	92,728	143,058	58,400	61,306	442,093	88,419	122,700	122,700	122,700	122,700	122,700	613,500	122,700	
	その他	222,852	218,532	243,074	265,000	255,536	1,204,994	240,999	255,536	255,536	255,536	255,536	255,536	1,277,680	255,536	
	計	796,258	810,609	935,841	798,689	772,996	4,114,393	822,879	922,336	879,236	862,236	838,236	838,236	4,340,280	868,056	
合計		811,161	820,162	948,796	804,038	786,581	4,170,738	834,148	932,096	888,996	871,996	847,996	847,996	4,389,080	877,816	

［養成費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
研修施設運営費	100,591	78,192	98,794			277,577	55,515						0	0	
その他	181,203	172,355	183,613	416,506	413,617	1,367,294	273,459	482,507	488,045	478,054	485,092	482,054	2,415,752	483,150	
合計	281,794	250,547	282,407	416,506	413,617	1,644,871	328,974	482,507	488,045	478,054	485,092	482,054	2,415,752	483,150	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電関係	829,696	729,370	742,919	1,234,898	1,078,596	4,615,479	923,096	1,432,865	1,536,236	1,413,398	1,467,247	1,380,540	7,230,286	1,446,057	
変電関係	240,639	163,672	206,809	346,144	354,896	1,312,160	262,432	395,544	439,718	379,873	361,694	380,387	1,957,216	391,443	

配電関係	2,926,632	3,008,855	3,035,029	4,182,496	3,875,017	17,028,029	3,405,606	4,336,007	4,499,460	4,523,424	4,331,387	4,297,334	21,987,612	4,397,522	
給電・販売関係	1,025,671	1,368,392	1,523,794	2,306,197	1,941,223	8,165,277	1,633,055	2,386,437	2,984,661	2,446,872	2,341,188	2,359,840	12,518,998	2,503,800	
その他（管理間接業務関係等）	1,398,995	1,431,043	1,447,553	2,821,513	2,661,226	9,760,330	1,952,066	3,069,840	3,048,890	3,067,600	3,047,180	3,045,553	15,279,063	3,055,813	
合計	6,421,634	6,701,334	6,956,106	10,891,250	9,910,960	40,881,275	8,176,255	11,620,693	12,508,965	11,831,167	11,548,696	11,463,654	58,973,175	11,794,635	

［普及開発関係費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
停電周知費用	29,151	29,119	42,625	68,466	136,496	305,857	61,171	126,205	126,205	126,205	126,205	126,205	631,025	126,205	
（　　何　　）						0	0						0	0	
その他						0	0						0	0	
合計	29,151	29,119	42,625	68,466	136,496	305,857	61,171	126,205	126,205	126,205	126,205	126,205	631,025	126,205	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
通信運搬費	1,901,700	2,023,485	2,103,060	2,019,372	2,138,247	10,185,864	2,037,173	2,140,841	2,202,651	2,203,402	2,170,238	2,170,238	10,887,370	2,177,474	
旅費	304,527	337,002	292,403	147,361	159,055	1,240,348	248,070	193,734	193,734	193,734	193,734	215,044	989,980	197,996	
団体費	29,923	29,845	29,895	28,032	27,189	144,884	28,977	27,611	27,611	27,611	27,611	27,611	138,055	27,611	
（　　何　　）						0	0						0	0	
その他	491,716	526,355	674,178	457,144	398,955	2,548,348	509,670	419,188	440,265	872,165	594,645	445,025	2,771,288	554,258	
合計	2,727,868	2,916,690	3,099,536	2,651,911	2,723,448	14,119,453	2,823,891	2,781,374	2,864,261	3,296,912	2,986,228	2,857,918	14,786,693	2,957,339	

第２表

第２区分費用明細表

（単位：千円）

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
		（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
連系線・基幹系統	減価償却費 ※1	0	0	0	0	0	0	0	78,963	237,227	548,280	742,953	899,799	2,507,222	501,444	
	固定資産税 ※2	0	0	0	0	0	0	0	0	53,116	97,315	210,252	238,494	599,177	119,835	
	計	0	0	0	0	0	0	0	78,963	290,343	645,595	953,205	1,138,293	3,106,399	621,280	
ローカル系統	減価償却費 ※3	0	0	0	0	0	0	0	195,218	629,472	1,133,861	1,639,277	2,134,979	5,732,807	1,146,561	
	固定資産税 ※4	0	0	0	0	0	0	0	0	86,043	237,871	402,670	540,013	1,266,597	253,319	
	計	0	0	0	0	0	0	0	195,218	715,515	1,371,732	2,041,947	2,674,992	6,999,404	1,399,881	
配電系統	修繕費 ※5	17,689,246	18,275,950	18,035,129	17,621,728	16,674,436	88,296,489	17,659,298	18,478,000	18,216,200	17,534,100	17,224,800	17,204,400	88,657,500	17,731,500	
	減価償却費 ※6	0	0	0	0	0	0	0	128,970	399,140	660,969	932,188	1,273,435	3,394,702	678,940	
	固定資産税 ※7	0	0	0	0	0	0	0	0	118,481	256,520	344,609	427,870	1,147,480	229,496	
	計	17,689,246	18,275,950	18,035,129	17,621,728	16,674,436	88,296,489	17,659,298	18,606,970	18,733,821	18,451,589	18,501,597	18,905,705	93,199,682	18,639,936	
その他投資	修繕費 ※8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	委託費 ※9	2,139,494	2,244,782	1,587,830	995,474	1,244,082	8,211,662	1,642,332	2,136,951	1,577,648	1,136,939	3,854,862	1,117,382	9,823,782	1,964,756	
	諸費 ※10	538,711	476,324	379,848	449,471	332,358	2,176,712	435,342	1,643,398	1,143,673	330,024	458,424	370,597	3,946,116	789,223	
	減価償却費 ※11	0	0	0	0	0	0	0	115,373	452,306	817,705	1,094,310	1,338,247	3,817,941	763,588	
	固定資産税 ※12	0	0	0	0	0	0	0	0	21,206	52,730	83,016	101,366	258,318	51,664	
	計	2,678,205	2,721,106	1,967,679	1,444,945	1,576,440	10,388,375	2,077,675	3,895,722	3,194,833	2,337,398	5,490,612	2,927,592	17,846,157	3,569,231	
第２区分費用計		20,367,452	20,997,057	20,002,808	19,066,674	18,250,877	98,662,468	19,732,494	22,776,873	22,934,512	22,806,314	26,987,361	25,646,582	121,151,642	24,230,328	

（記載注意）

※1：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※2：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※3：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※4：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※5：取替修繕費であって配電設備に係るもの及び修繕費であって配電設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※6：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※7：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※8：取替修繕費であって業務設備に係るもの及び修繕費であって業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※9：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※10：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※11：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する減価償却費に限る。
※12：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する税額に限る。

≪項目別明細表≫

（1）第４条第３項から第５項まで関係

［設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

			2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
拡充投資	連系線・基幹系統	発電等設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		送電設備	0	0	73,870	272,325	205,368	551,563	110,313	0	0	0	160,720	0	160,720	32,144	
		変電設備	0	0	33,558	358,266	49,265	441,089	88,218	0	460,350	0	0	0	460,350	92,070	
		計	0	0	107,428	630,591	254,634	992,653	198,531	0	460,350	0	160,720	0	621,070	124,214	
	ローカル系統	発電等設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		送電設備	345,983	596,310	336,835	249,885	1,922,711	3,451,724	690,345	713,120	1,541,471	601,365	465,000	1,463,281	4,784,237	956,847	
		変電設備	341,434	261,950	453,707	183,506	883,285	2,123,882	424,776	2,261,700	236,333	417,100	247,500	114,700	3,277,333	655,467	
		計	687,418	858,261	790,542	433,392	2,805,997	5,575,610	1,115,122	2,974,820	1,777,804	1,018,465	712,500	1,577,981	8,061,570	1,612,314	
	配電系統		6,463,565	6,277,262	6,539,510	6,317,334	6,437,456	32,035,127	6,407,025	6,899,056	6,817,112	6,781,155	6,768,325	6,768,072	34,033,720	6,806,744	
	拡充投資計		7,150,984	7,135,523	7,437,481	7,381,318	9,498,088	38,603,394	7,720,679	9,873,876	9,055,266	7,799,620	7,641,545	8,346,053	42,716,360	8,543,272	
更新投資	連系線・基幹系統	発電等設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		送電設備	1,546,297	4,116,756	2,581,485	1,225,193	1,204,918	10,674,649	2,134,930	3,290,552	2,033,279	1,858,708	1,686,286	1,358,760	10,227,585	2,045,517	
		変電設備	1,467,886	1,439,688	1,670,340	1,954,690	3,274,931	9,807,535	1,961,507	930,226	4,190,470	4,760,013	1,566,628	3,728,010	15,175,347	3,035,069	
		計	3,014,183	5,556,445	4,251,826	3,179,883	4,479,849	20,482,186	4,096,437	4,220,778	6,223,749	6,618,721	3,252,914	5,086,770	25,402,932	5,080,586	
	ローカル系統	発電等設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		送電設備	1,901,377	1,678,243	2,264,621	2,176,262	2,876,256	10,896,759	2,179,352	3,612,662	3,823,583	5,432,119	5,184,380	6,902,062	24,954,806	4,990,961	
		変電設備	4,432,659	3,668,430	3,841,234	4,327,135	3,902,916	20,172,374	4,034,475	5,212,631	5,453,902	6,050,830	6,441,469	7,048,717	30,207,549	6,041,510	
		計	6,334,037	5,346,673	6,105,855	6,503,397	6,779,172	31,069,134	6,213,827	8,825,293	9,277,485	11,482,949	11,625,849	13,950,779	55,162,355	11,032,471	
	配電系統		16,895,215	17,481,407	16,872,049	16,765,201	15,917,037	83,930,909	16,786,182	18,123,180	18,159,950	17,959,560	18,567,436	18,727,436	91,537,562	18,307,512	
	更新投資計		26,243,436	28,384,526	27,229,732	26,448,482	27,176,059	135,482,235	27,096,447	31,169,251	33,661,184	36,061,230	33,446,199	37,764,985	172,102,849	34,420,570	
合計			33,394,421	35,520,050	34,667,213	33,829,800	36,674,148	174,085,632	34,817,126	41,043,127	42,716,450	43,860,850	41,087,744	46,111,038	214,819,209	42,963,842	
修繕費振替額（配電）			△ 17,689,246	△ 18,275,950	△ 18,035,129	△ 17,621,728	△ 16,674,436	△ 88,296,489	△ 17,659,298	△ 18,478,000	△ 18,216,200	△ 17,534,100	△ 17,224,800	△ 17,204,400	△ 88,657,500	△ 17,731,500	▲表示で記載

≪項目別明細表≫

（１）第４条第８項関係

［その他の投資に係る設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
通信工事	1,852,648	1,486,269	1,977,754	1,470,631	2,001,616	8,788,918	1,757,784	1,960,673	1,801,790	2,251,361	1,989,214	1,508,642	9,511,680	1,902,336	
システム開発及び改良						0	0						0	0	
建物関連工事	677,106	216,756	141,909	86,093	246,946	1,368,810	273,762	607,567	333,729	239,650	892,026	130,455	2,203,427	440,685	
系統・給電設備工事	34,227	524,408	33,407	640,799	17,769	1,250,610	250,122	981,768	1,096,920	89,635	10,780	224,250	2,403,353	480,671	
備品取得	193,739	208,505	141,623	296,835	271,829	1,112,531	222,506	226,999	278,746	253,142	221,999	204,049	1,184,935	236,987	
リース資産取得						0	0						0	0	
用地権利設定※1	57,952	152,908	74,363	139,307	97,146	521,676	104,335	101,497	56,233	37,549	128,521	65,517	389,317	77,863	
その他						0	0						0	0	
合計	2,815,673	2,588,849	2,369,057	2,633,667	2,635,308	13,042,554	2,608,511	3,878,504	3,567,418	2,871,337	3,242,540	2,132,913	15,692,712	3,138,542	
修繕費振替額（通信）						0	0						0	0	▲表示で記載
（参考）離島等供給に係る設備投資						0	0						0	0	

（記載注意）

※1　規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に関して設定された地役権等をいう。

第３表

第３区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
修繕費 ※1	11,339,760	11,392,851	11,258,159	11,581,974	11,865,506	57,438,250	11,487,650	13,142,803	13,015,928	12,691,632	12,907,742	12,622,341	64,380,446	12,876,089	
委託費 ※2	95,699	108,510	99,940	119,492	142,890	566,531	113,306	146,364	146,619	147,848	148,078	147,322	736,231	147,246	
固定資産除却費	3,553,863	3,439,605	3,560,203	4,865,409	5,135,015	20,554,095	4,110,819	4,952,632	5,655,856	5,456,526	5,015,870	5,190,687	26,271,571	5,254,314	
賃借料 ※3	3,378,479	3,412,787	3,383,978	2,479,024	2,440,559	15,094,827	3,018,965	2,562,819	2,549,464	2,510,847	2,461,942	2,434,072	12,519,144	2,503,829	
託送料 ※4	6,310,988	6,301,343	6,265,294	5,369,637	5,359,000	29,606,262	5,921,252	5,122,932	5,896,586	6,425,042	6,489,710	6,477,767	30,412,037	6,082,407	
共有設備費等分担額	3,412	3,412	3,222	3,222	3,222	16,490	3,298	3,222	3,222	3,222	3,222	3,222	16,110	3,222	
共有設備費等分担額（貸方）	△ 138,349	△ 151,846	△ 106,763	△ 157,956	△ 147,660	△ 702,574	△ 140,515	△ 112,674	△ 189,673	△ 174,493	△ 126,059	△ 134,011	△ 736,910	△ 147,382	▲表示で記載
他社購入送電費	118,880	118,543	118,985	0	0	356,408	71,282	0	0	0	0	0	0	0	
地帯間購入送電費						0	0						0	0	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	103,092	122,627	88,255	81,178	132,279	527,431	105,486	131,618	130,956	130,295	129,633	128,972	651,474	130,295	
需給調整市場手数料 ※6	0	0	0	0	15,002	15,002	3,000	49,678	106,898	106,898	106,898	106,898	477,270	95,454	
電力費振替勘定（貸方）	△ 83,388	△ 94,264	△ 72,616	0	0	△ 250,268	△ 50,054	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
開発費						0	0						0	0	
株式交付費						0	0						0	0	
社債発行費	137,553	180,412	107,971	30,514	8,386	464,836	92,967	12,662	14,718	6,378	4,236	18,565	56,559	11,312	
開発費償却						0	0						0	0	
株式交付費償却						0	0						0	0	
社債発行費償却						0	0						0	0	
廃炉等負担金						0	0						0	0	
離島等供給に係る費用 ※7						0	0						0	0	
離島等供給に係る収益 ※8						0	0						0	0	▲表示で記載
（何）						0	0						0	0	
第３区分費用計	24,819,992	24,833,982	24,706,630	24,372,496	24,954,204	123,687,304	24,737,461	26,012,056	27,330,574	27,304,195	27,141,272	26,995,835	134,783,932	26,956,786	

（記載注意）

※1：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※2：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※3：第６条に規定するものを除く。
※4：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※5：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※6：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※7：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※8：送配電等業務に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（1）第５条第３項関係

［修繕費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	設備取替・補修	1,076,489	1,091,451	1,088,309	1,109,805	1,191,388	5,557,442	1,111,488	1,740,102	1,665,997	1,664,340	1,766,506	1,672,306	8,509,251	1,701,850	
	塗装	982,342	1,053,299	1,144,474	1,231,876	1,275,983	5,687,974	1,137,595	1,512,305	1,468,928	1,427,905	1,418,786	1,412,267	7,240,191	1,448,038	
	保安対策	272,007	277,963	279,549	273,144	279,738	1,382,401	276,480	252,566	262,689	257,571	260,075	254,976	1,287,877	257,575	
	第三者要請対応	224,033	145,369	109,622	103,722	108,097	690,843	138,169	178,031	144,268	110,484	118,950	127,321	679,054	135,811	
	その他	185,125	188,098	184,149	221,878	224,071	1,003,321	200,664	249,832	248,216	242,343	241,164	239,901	1,221,456	244,291	
	計	2,739,996	2,756,183	2,806,105	2,940,427	3,079,278	14,321,989	2,864,398	3,932,836	3,790,098	3,702,643	3,805,481	3,706,771	18,937,829	3,787,566	
変電設備	設備取替・補修	1,191,490	1,092,359	1,162,870	1,387,093	1,445,429	6,279,241	1,255,848	1,527,441	1,677,675	1,633,318	1,669,413	1,491,939	7,999,786	1,599,957	
	塗装	101,251	141,536	160,128	181,874	160,469	745,258	149,052	227,838	226,693	225,548	224,403	223,258	1,127,740	225,548	
	保安対策	62,343	62,805	64,829	68,158	74,801	332,936	66,587	86,226	85,793	85,359	84,926	84,493	426,797	85,359	
	第三者要請対応						0	0							0	
	その他	6,593	7,987	7,049	5,441	6,584	33,654	6,731	6,662	6,628	6,595	6,561	6,528	32,974	6,595	
	計	1,361,678	1,304,688	1,394,877	1,642,567	1,687,285	7,391,095	1,478,219	1,848,167	1,996,789	1,950,820	1,985,303	1,806,218	9,587,297	1,917,459	
配電設備	第三者要請対応	1,359,430	1,191,016	1,072,961	1,148,215	1,277,550	6,049,172	1,209,834	1,332,367	1,176,917	1,023,017	1,063,800	1,104,904	5,701,005	1,140,201	
	その他	5,274,173	5,516,919	5,362,228	5,302,609	5,259,015	26,714,944	5,342,989	5,460,969	5,450,976	5,389,424	5,419,931	5,379,238	27,100,538	5,420,108	
	計	6,633,603	6,707,936	6,435,189	6,450,825	6,536,566	32,764,119	6,552,824	6,793,336	6,627,893	6,412,441	6,483,731	6,484,142	32,801,543	6,560,309	
業務設備	第三者要請対応						0	0							0	
	その他	604,481	624,043	621,985	548,154	562,376	2,961,039	592,208	568,464	601,148	625,728	633,227	625,210	3,053,777	610,755	
	計	604,481	624,043	621,985	548,154	562,376	2,961,039	592,208	568,464	601,148	625,728	633,227	625,210	3,053,777	610,755	
合計		11,339,760	11,392,851	11,258,159	11,581,974	11,865,506	57,438,250	11,487,650	13,142,803	13,015,928	12,691,632	12,907,742	12,622,341	64,380,446	12,876,089	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	95,699	108,510	99,940	119,492	142,890	566,531	113,306	146,364	146,619	147,848	148,078	147,322	736,231	147,246	
変電設備						0	0							0	
配電設備						0	0							0	
業務設備						0	0							0	
合計	95,699	108,510	99,940	119,492	142,890	566,531	113,306	146,364	146,619	147,848	148,078	147,322	736,231	147,246	

［固定資産除却費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	除却損	114,432	77,669	319,184	255,121	217,932	984,338	196,868	167,650	93,267	88,912	52,629	238,575	641,033	128,207	
	除却費用	712,101	705,041	1,013,430	1,604,219	1,999,337	6,034,128	1,206,826	1,514,401	1,994,149	1,755,464	1,668,101	1,576,602	8,508,717	1,701,743	
変電設備	除却損	404,689	250,202	271,793	315,304	411,131	1,653,119	330,624	256,249	423,762	382,884	120,991	123,830	1,307,716	261,543	
	除却費用	428,717	417,217	388,345	615,283	734,429	2,583,991	516,798	719,408	833,822	859,054	759,600	836,264	4,008,148	801,630	
配電設備	除却損	1,095,760	879,402	831,128	1,247,201	962,138	5,015,629	1,003,126	1,065,755	1,186,223	1,155,051	1,089,933	1,176,681	5,673,643	1,134,729	
	除却費用	553,200	612,838	549,031	728,243	617,041	3,060,353	612,071	785,553	817,557	786,269	906,907	936,484	4,232,770	846,554	
業務設備	除却損	103,025	165,744	58,182	21,863	72,317	421,131	84,226	258,428	46,717	51,139	109,131	109,484	574,899	114,980	
	除却費用	141,936	331,489	129,108	78,173	120,686	801,392	160,278	185,188	260,359	377,753	308,578	192,767	1,324,645	264,929	
合計	除却損	1,717,907	1,373,019	1,480,288	1,839,490	1,663,520	8,074,224	1,614,845	1,748,082	1,749,969	1,677,986	1,372,684	1,648,570	8,197,291	1,639,458	
	除却費用	1,835,956	2,066,586	2,079,915	3,025,919	3,471,495	12,479,871	2,495,974	3,204,550	3,905,887	3,778,540	3,643,186	3,542,117	18,074,280	3,614,856	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
借地借家料	2,283,858	2,343,327	2,359,433	1,653,097	1,593,260	10,232,975	2,046,595	1,658,397	1,650,064	1,641,730	1,633,396	1,625,063	8,208,650	1,641,730	
機械賃借料	300,079	270,144	251,659	149,081	161,782	1,132,745	226,549	146,701	142,136	110,765	72,671	54,278	526,551	105,310	
車両リース料	473,666	484,299	489,795	431,550	444,818	2,324,128	464,826	461,852	462,686	462,787	462,352	460,996	2,310,673	462,135	
その他	320,873	315,014	283,089	245,295	240,697	1,404,968	280,994	295,868	294,577	295,564	293,523	293,735	1,473,267	294,653	
合計	3,378,479	3,412,787	3,383,978	2,479,024	2,440,559	15,094,827	3,018,965	2,562,819	2,549,464	2,510,847	2,461,942	2,434,072	12,519,144	2,503,829	

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
託送料	6,310,988	6,301,343	6,265,294	5,369,637	5,359,000	29,606,262	5,921,252	5,122,932	5,896,586	6,425,042	6,489,710	6,477,767	30,412,037	6,082,407	
（　何　）						0	0						0	0	
（　何　）						0	0						0	0	
（　何　）						0	0						0	0	
（　何　）						0	0						0	0	
合計	6,310,988	6,301,343	6,265,294	5,369,637	5,359,000	29,606,262	5,921,252	5,122,932	5,896,586	6,425,042	6,489,710	6,477,767	30,412,037	6,082,407	

第４表
離島等供給に係る費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
役員給与						0	0						0	0	
給料手当						0	0						0	0	
給料手当振替額（貸方）						0	0						0	0	▲表示で記載
退職給与金						0	0						0	0	
厚生費						0	0						0	0	
委託検針費						0	0						0	0	
委託集金費						0	0						0	0	
雑給						0	0						0	0	
燃料費						0	0						0	0	
廃棄物処理費						0	0						0	0	
消耗品費						0	0						0	0	
修繕費						0	0						0	0	
水利使用料						0	0						0	0	
補償費						0	0						0	0	
賃借料						0	0						0	0	
託送料						0	0						0	0	
事業者間精算費						0	0						0	0	
委託費						0	0						0	0	
損害保険料						0	0						0	0	
普及開発関係費						0	0						0	0	
養成費						0	0						0	0	
研究費						0	0						0	0	
諸費						0	0						0	0	
貸倒損						0	0						0	0	
減価償却費						0	0						0	0	
固定資産税						0	0						0	0	
雑税						0	0						0	0	
固定資産除却費						0	0						0	0	
共有設備費等分担額						0	0						0	0	
共有設備費等分担額（貸方）						0	0						0	0	▲表示で記載
他社購入電源費						0	0						0	0	
他社購入送電費						0	0						0	0	
地帯間購入送電費						0	0						0	0	
非化石証書購入費						0	0						0	0	
建設分担関連費振替額（貸方）						0	0						0	0	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）						0	0						0	0	▲表示で記載
開発費						0	0						0	0	
株式交付費						0	0						0	0	
社債発行費						0	0						0	0	
開発費償却						0	0						0	0	
株式交付費償却						0	0						0	0	
社債発行費償却						0	0						0	0	
法人税等						0	0						0	0	
（何）						0	0						0	0	
離島等供給に係る費用計						0	0						0	0	
（参考）事業報酬						0	0						0	0	

第５表
離島等供給に係る収益明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
電灯料						0	0						0	0	▲表示で記載
電力料						0	0						0	0	▲表示で記載
離島等供給に係る収益計						0	0						0	0	▲表示で記載

第６表

制御不能費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
減価償却費 ※1	25,111,684	24,388,426	23,848,316	23,615,543	23,452,219	120,416,188	24,083,238	17,691,727	16,010,661	15,497,498	15,109,110	14,701,419	79,010,415	15,802,083	
退職給与金 ※2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	221,067	△ 418,515	152,630	69,276	127,031	151,489	30,298	129,823	83,468	7,680	11,515	0	232,486	46,497	
賃借料 ※3	3,076,806	2,977,865	3,007,691	3,038,673	3,036,572	15,137,607	3,027,521	3,027,522	3,027,522	3,027,522	3,027,522	3,027,522	15,137,610	3,027,522	
諸費 ※4	124,509	226,986	359,359	299,638	364,824	1,375,316	275,063	451,218	450,408	449,664	448,905	448,213	2,248,408	449,682	
貸倒損	1,335	7,558	△ 1,128	692,692	960,514	1,660,971	332,194	72,624	72,624	72,624	72,624	72,624	363,120	72,624	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	653,475	544,538	13,162	28,142	104,199	1,343,516	268,703	104,199	104,199	104,199	104,199	104,199	520,995	104,199	
インバランス収支過不足額 ※5	0	0	0	0	0	0	0	5,339,002	0	0	0	0	5,339,002	1,067,800	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	10,041,621	9,716,237	9,484,829	9,478,571	9,604,548	48,325,806	9,665,161	9,485,316	9,403,856	9,354,128	9,303,675	9,274,539	46,821,514	9,364,303	
事業税	1,674,309	1,570,354	1,612,776	1,759,992	1,776,385	8,393,816	1,678,763	1,923,027	1,921,606	1,886,577	1,913,938	1,908,895	9,554,043	1,910,809	
雑税	126,713	122,484	104,725	101,711	101,997	557,630	111,526	111,527	111,527	111,527	111,527	111,527	557,635	111,527	
法人税等	1,160,473	595,161	963,581	2,213,709	4,161,258	9,094,182	1,818,836	3,187,484	3,187,484	3,187,484	3,187,484	3,187,484	15,937,420	3,187,484	
賠償負担金相当金	0	0	0	1,033,501	2,147,465	3,180,966	636,193	2,362,525	2,362,525	2,362,525	2,362,525	2,362,525	11,812,625	2,362,525	
廃炉円滑化負担金相当金	0	0	0	406,690	3,047,825	3,454,515	690,903	5,770,396	5,770,396	5,770,396	5,770,396	5,442,819	28,524,403	5,704,881	
固定資産税 ※6	5,938,290	5,873,243	5,812,338	5,776,319	5,717,401	29,117,591	5,823,518	5,744,416	5,467,234	5,155,189	4,904,301	4,675,413	25,946,553	5,189,311	
調整力の確保に要する費用 ※7	237	△ 439	647	△ 233	2,980	3,192	638	80,244	4,222,419	5,094,008	4,170,730	3,700,448	17,267,849	3,453,570	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
制御不能費用計	48,130,526	45,603,900	45,358,927	48,514,230	54,605,224	242,212,807	48,442,561	55,481,050	52,195,929	52,081,021	50,498,451	49,017,627	259,274,078	51,854,816	

（記載注意）

※1：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※2：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。

※3：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。

※4：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。

※5：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。

※6：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。

※7：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び
最終保障供給に係る利益又は損失をいう。

※8：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第６条第３項第１号関係

［減価償却費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	8,317,855	8,140,139	8,040,810	7,988,370	7,863,049	40,350,223	8,070,045	5,964,140	4,930,768	4,916,081	4,831,291	4,783,531	25,425,811	5,085,162	
変電設備	7,154,460	6,975,169	6,830,350	6,771,317	6,803,324	34,534,620	6,906,924	5,435,694	5,145,602	5,023,079	4,934,080	4,825,928	25,364,383	5,072,877	
配電設備	7,694,195	7,416,795	7,205,315	7,035,095	6,923,659	36,275,059	7,255,012	4,749,933	4,645,220	4,433,376	4,357,456	4,267,173	22,453,158	4,490,632	
業務設備	1,945,174	1,856,321	1,771,840	1,820,760	1,862,186	9,256,281	1,851,256	1,541,960	1,289,071	1,124,962	986,283	824,787	5,767,063	1,153,413	
合計	25,111,684	24,388,426	23,848,316	23,615,543	23,452,219	120,416,188	24,083,238	17,691,727	16,010,661	15,497,498	15,109,110	14,701,419	79,010,415	15,802,083	

（2）第６条第３項第２号関係

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
数理計算上の差異（N-7年度以前発生分）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
数理計算上の差異（N-6年度発生分）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
数理計算上の差異（N-5年度発生分）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
数理計算上の差異（N-4年度発生分）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
数理計算上の差異（N-3年度発生分）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
数理計算上の差異（N-2年度発生分）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

数理計算上の差異の償却年数（年）	1

（3）第６条第３項第３号関係

［ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
分析（採油含む）	191,784	219,639	157,542	155,924	128,478	853,367	170,673	126,497	80,507	3,209	5,576	0	215,789	43,158	
運搬・処理	29,283	△ 638,154	△ 4,912	△ 86,647	△ 1,446	△ 701,876	△ 140,375	3,326	2,961	4,471	5,939	0	16,697	3,339	
その他						0	0							0	
合計	221,067	△ 418,515	152,630	69,276	127,031	151,489	30,298	129,823	83,468	7,680	11,515	0	232,486	46,497	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
道路占用料	360,264	252,570	271,652	273,275	270,959	1,428,720	285,744	285,745	285,745	285,745	285,745	285,745	1,428,725	285,745	
水面使用料						0	0							0	
線路使用料	665,002	670,583	676,245	681,864	686,616	3,380,310	676,062	676,063	676,063	676,063	676,063	676,063	3,380,315	676,063	
電柱敷地料	1,927,625	1,928,676	1,935,956	1,959,074	1,957,038	9,708,369	1,941,674	1,941,674	1,941,674	1,941,674	1,941,674	1,941,674	9,708,370	1,941,674	
線下補償料	2,000	2,042	2,025	2,150	1,942	10,159	2,032	2,033	2,033	2,033	2,033	2,033	10,165	2,033	
河敷料						0	0							0	
占用関係借地料	121,912	123,992	121,810	122,308	120,015	610,037	122,007	122,007	122,007	122,007	122,007	122,007	610,035	122,007	
その他						0	0							0	
合計	3,076,806	2,977,865	3,007,691	3,038,673	3,036,572	15,137,607	3,027,521	3,027,522	3,027,522	3,027,522	3,027,522	3,027,522	15,137,610	3,027,522	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
受益者負担金						0	0							0	
推進機関の会費（特別会費を含む）	124,509	226,986	359,359	299,638	334,924	1,345,416	269,083	263,053	263,053	263,053	263,053	263,053	1,315,265	263,053	
災害等扶助拠出金	0	0	0	0	29,900	29,900	5,980	188,165	187,355	186,611	185,852	185,160	933,143	186,629	
合計	124,509	226,986	359,359	299,638	364,824	1,375,316	275,063	451,218	450,408	449,664	448,905	448,213	2,248,408	449,682	

［貸倒損］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
貸倒損引当額	1,335	△ 136,954	△ 1,128	692,598	952,170	1,508,021	301,604	42,034	42,034	42,034	42,034	42,034	210,170	42,034	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	0	144,512	0	94	8,343	152,949	30,590	30,590	30,590	30,590	30,590	30,590	152,950	30,590	
合計	1,335	7,558	△ 1,128	692,692	960,514	1,660,971	332,194	72,624	72,624	72,624	72,624	72,624	363,120	72,624	

［振替損失調整額］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
振替損失電力量（千kWh）	71,954	50,392	1,383	2,494	6,769	132,992	26,598	6,769	6,769	6,769	6,769	6,769	33,845	6,769	
振替損失調整額	653,475	544,538	13,162	28,142	104,199	1,343,516	268,703	104,199	104,199	104,199	104,199	104,199	520,995	104,199	

［インバランス収支過不足額］

参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額（千円）	3,052,833

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
インバランス収支過不足額	987,278	1,766,543	679,344	△ 4,936,592	2,842,348	1,338,921	267,784	0	0	0	0	0	0	0	貸方の場合は▲表示で記載
「参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額」に係る回収・還元調整額								5,339,002	0	0	0	0	5,339,002	1,067,800	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年度の収支過不足額に伴う調整額2,286,169千円が含まれる
合計								5,339,002	0	0	0	0	5,339,002	1,067,800	

（4）第６条第３項第８号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法第二十八条の四十第一項第五号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）	0	0	0	0	0	0	0	0	4,147,796	1,358,856	2,253,485	3,616,735	11,376,872	2,275,374	
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用	647	647	647	1,439	11,082	14,462	2,892	11,943	6,322	3,666,851	1,848,944	15,411	5,549,471	1,109,894	
電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用						0	0						0	0	
最終保障供給に係る利益又は損失	△ 409	△ 1,086	0	△ 1,673	△ 8,101	△ 11,269	△ 2,254	68,301	68,301	68,301	68,301	68,302	341,506	68,301	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年3月から2023年3月までの調整額として352,775千円が含まれる
合計	237	△ 439	647	△ 233	2,980	3,192	638	80,244	4,222,419	5,094,008	4,170,730	3,700,448	17,267,849	3,453,570	

第７表

事後検証費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
託送料 ※1	11,573	11,424	11,390	36,576	319,964	390,927	78,185	240,526	240,651	213,643	224,374	268,380	1,187,574	237,515	
補償費	133,525	136,168	115,889	139,985	113,249	638,816	127,763	127,763	127,763	127,763	127,763	127,763	638,815	127,763	
事業者間精算費	1,902,216	1,148,891	82,747	150,821	100,983	3,385,658	677,132	100,984	100,984	100,984	100,984	100,984	504,920	100,984	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	1,030,076	1,160,871	383,238	362,964	199,562	3,136,711	627,342	381,629	381,629	381,629	381,629	381,629	1,908,145	381,629	
調整力の確保に要する費用 ※3	5,389,749	5,321,902	6,083,083	5,749,927	4,892,491	27,437,152	5,487,430	9,264,329	8,272,023	9,599,086	8,357,470	8,296,934	43,789,842	8,757,968	
発電抑制に要する費用 ※4	0	0	0	0	0	0	0	4,090	5,200	5,580	5,580	5,580	26,030	5,206	
事後検証費用計	8,467,141	7,779,259	6,676,348	6,440,275	5,626,251	34,989,274	6,997,855	10,119,321	9,128,250	10,428,685	9,197,800	9,181,270	48,055,326	9,611,065	

（記載注意）

※1：連系線の増強等に係る費用に限る。

※2：災害等扶助交付金を含む。

※3：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。

※4：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第７条第３項第１号関係

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
託送料	11,573	11,424	11,390	36,576	319,964	390,927	78,185	240,526	240,651	213,643	224,374	268,380	1,187,574	237,515	
（　　何　　）						0	0						0	0	
（　　何　　）						0	0						0	0	
（　　何　　）						0	0						0	0	
（　　何　　）						0	0						0	0	
合計	11,573	11,424	11,390	36,576	319,964	390,927	78,185	240,526	240,651	213,643	224,374	268,380	1,187,574	237,515	

［事業者間精算費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	715	29	823	2,515	6,069	10,151	2,030	6,069	6,069	6,069	6,069	6,069	30,345	6,069	
	電力量料金	1,108	46	1,303	3,571	6,106	12,134	2,427	6,107	6,107	6,107	6,107	6,107	30,535	6,107	
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	1,013	781	14,636	19,040	13,262	48,732	9,746	13,262	13,262	13,262	13,262	13,262	66,310	13,262	
	電力量料金	364	281	5,269	6,854	4,774	17,542	3,508	4,774	4,774	4,774	4,774	4,774	23,870	4,774	
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	3,699	7,340	24,221	38,948	33,782	107,990	21,598	33,782	33,782	33,782	33,782	33,782	168,910	33,782	
	電力量料金	4,513	8,955	29,550	47,516	41,214	131,748	26,350	41,214	41,214	41,214	41,214	41,214	206,070	41,214	
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	4,321	13,964	58,933	91,248	46,550	215,016	43,003	46,550	46,550	46,550	46,550	46,550	232,750	46,550	
	電力量料金	698	2,455	9,540	15,697	7,898	36,288	7,258	7,898	7,898	7,898	7,898	7,898	39,490	7,898	
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	379	2,954	13,842	18,496	18,381	54,052	10,810	18,382	18,382	18,382	18,382	18,382	91,910	18,382	
	電力量料金	106	827	3,876	5,179	5,146	15,134	3,027	5,147	5,147	5,147	5,147	5,147	25,735	5,147	
関西電力送配電	電力量（千kWh）	232,045	112,675	78,920	120,086	76,433	620,159	124,032	76,433	76,433	76,433	76,433	76,433	382,165	76,433	
	電力量料金	53,370	25,915	18,151	27,619	17,579	142,634	28,527	17,580	17,580	17,580	17,580	17,580	87,900	17,580	
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	3,267,241	2,190,586	29,156	86,331	36,307	5,609,621	1,121,924	36,307	36,307	36,307	36,307	36,307	181,535	36,307	
	電力量料金	980,172	657,176	8,746	25,899	10,892	1,682,885	336,577	10,892	10,892	10,892	10,892	10,892	54,460	10,892	
四国電力送配電	電力量（千kWh）						0	0						0	0	
	電力量料金						0	0						0	0	
九州電力送配電	電力量（千kWh）	3,078,151	1,618,694	22,531	66,012	26,325	4,811,713	962,343	26,326	26,326	26,326	26,326	26,326	131,630	26,326	
	電力量料金	861,882	453,234	6,308	18,483	7,371	1,347,278	269,456	7,371	7,371	7,371	7,371	7,371	36,855	7,371	
合計	電力量（千kWh）	6,587,568	3,947,028	243,067	442,679	257,112	11,477,454	2,295,491	257,111	257,111	257,111	257,111	257,111	1,285,555	257,111	
	電力量料金	1,902,216	1,148,891	82,747	150,821	100,983	3,385,658	677,132	100,984	100,984	100,984	100,984	100,984	504,920	100,984	

（2）第７条第３項第２号関係

［補償費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
定期的補償費	3	3	3	3	3	15	3	3	3	3	3	3	15	3	
臨時的補償費	4,624	11,479	4,577	22,796	4,921	48,397	9,679	9,680	9,680	9,680	9,680	9,680	48,400	9,680	
損害賠償費	10,530	3,825	3,787	4,433	3,074	25,649	5,130	5,130	5,130	5,130	5,130	5,130	25,650	5,130	
その他	118,367	120,860	107,522	112,751	105,249	564,749	112,950	112,950	112,950	112,950	112,950	112,950	564,750	112,950	
合計	133,525	136,168	115,889	139,985	113,249	638,816	127,763	127,763	127,763	127,763	127,763	127,763	638,815	127,763	

（3）第７条第３項第３号関係

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
委託費	0	0	0	12,062	8,876	20,938	4,188	10,469	10,469	10,469	10,469	10,469	52,345	10,469	
修繕費	1,030,076	1,160,871	383,238	350,902	202,810	3,127,897	625,579	625,580	625,580	625,580	625,580	625,580	3,127,900	625,580	
固定資産除却費						0	0						0	0	
災害等扶助交付金	0	0	0	0	△ 12,124	△ 12,124	△ 2,425	△ 254,420	△ 254,420	△ 254,420	△ 254,420	△ 254,420	△ 1,272,100	△ 254,420	▲表示で記載
（　　何　　）						0	0						0	0	
その他						0	0						0	0	
合計	1,030,076	1,160,871	383,238	362,964	199,562	3,136,711	627,342	381,629	381,629	381,629	381,629	381,629	1,908,145	381,629	

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］過去10年間の実績額

（単位：千円）

	2012年度（実績）	2013年度（実績）	2014年度（実績）	2015年度（実績）	2016年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 10ヶ年計	参照期間 10ヶ年平均	備考
委託費	0	0	0	0	0			0	0	0	12,062	8,876	20,938	2,094	
修繕費	55,100	0	666,600	228,409	118,437			1,030,076	1,160,871	383,238	350,902	202,810	4,196,443	419,644	
固定資産除却費													0	0	
災害等扶助交付金	0	0	0	0	0			0	0	0	0	△ 12,124	△ 12,124	△ 1,212	▲表示で記載
（　　何　　）													0	0	
その他													0	0	
合計	55,100	0	666,600	228,409	118,437			1,030,076	1,160,871	383,238	362,964	199,562	4,205,257	420,526	

（4）第７条第３項第４号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
一般送配電事業者が、電気の周波数の値の維持及びインバランスを調整するための指令をすることができる調整電源等を公募により調達するのに要する費用	4,422,812	4,207,699	4,980,127	5,715,425	3,205,595	22,531,658	4,506,332	5,030,375	0	0	0	0	5,030,375	1,006,075	
一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用	966,938	1,114,203	1,102,955	34,500	1,686,895	4,905,491	981,098	1,179,713	0	0	0	0	1,179,713	235,943	
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用	0	0	0	0	0	0	0	3,054,241	8,272,023	9,599,086	8,357,470	8,296,934	37,579,754	7,515,951	
その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	5,389,749	5,321,902	6,083,083	5,749,927	4,892,491	27,437,152	5,487,430	9,264,329	8,272,023	9,599,086	8,357,470	8,296,934	43,789,842	8,757,968	

第８表

次世代投資費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
減価償却費	0	0	1,956	6,075	9,365	17,396	3,479	22,705	63,197	113,291	249,723	433,805	882,721	176,544	
固定資産税	0	0	0	285	334	619	124	463	3,459	9,672	14,624	31,987	60,205	12,041	
研究費	19,000	33,750	29,850	94,300	112,500	289,400	57,880	213,500	239,000	241,000	225,000	225,000	1,143,500	228,700	
委託費	0	5,438	6,842	279,178	281,525	572,983	114,597	715,470	2,091,254	2,841,585	3,707,120	2,224,197	11,579,626	2,315,925	
諸費	0	0	0	496,308	342,396	838,704	167,741	705,668	875,579	408,186	845,752	345,731	3,180,916	636,183	
修繕費	0	0	0	0	0	0	0	437,100	540,100	1,293,653	3,741,479	4,524,145	10,536,477	2,107,295	
その他	0	0	4,178	4,902	8,002	17,082	3,416	26,731	21,632	44,371	45,971	39,671	178,376	35,675	
次世代投資費用計	19,000	39,188	42,826	881,049	754,123	1,736,186	347,237	2,121,637	3,834,221	4,951,758	8,829,669	7,824,536	27,561,821	5,512,364	

第９表
事業報酬明細表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産		419,081,668	428,473,494	438,796,806	448,683,686	458,303,518	2,193,339,172	438,667,834	
建設中の資産		3,999,618	3,787,683	3,717,031	3,586,147	3,127,457	18,217,936	3,643,587	
特定投資		2,890,091	2,665,636	2,459,566	2,270,922	2,097,249	12,383,464	2,476,693	
運転資本	営業資本	11,856,797	12,520,077	12,583,494	12,925,101	12,384,086	62,269,554	12,453,911	
	貯蔵品	578,796	583,641	588,511	593,756	599,284	2,943,988	588,798	
	計	12,435,593	13,103,718	13,172,005	13,518,857	12,983,370	65,213,542	13,042,708	
繰延償却資産		0	0	0	0	0	0	0	
レートベース計		438,406,970	448,030,531	458,145,408	468,059,612	476,511,594	2,289,154,114	457,830,823	
報酬率		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	
事業報酬計		6,576,105	6,720,458	6,872,181	7,020,895	7,147,674	34,337,313	6,867,463	

第１０表
追加事業報酬明細表

（単位：千円）

	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
追加事業報酬額	21,676	19,992	18,447	17,032	15,729	92,876	18,575	
追加事業報酬計	21,676	19,992	18,447	17,032	15,729	92,876	18,575	

第１１表
追加事業報酬対象額明細表

（単位：千円）

	設備名称	区間	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産	飛騨信濃周波数変換設備	東京～中部	2,890,091	2,665,636	2,459,566	2,270,922	2,097,249	12,383,464	2,476,693	
特定固定資産								0	0	
特定固定資産								0	0	
建設中の資産								0	0	
建設中の資産								0	0	
建設中の資産								0	0	
合計			2,890,091	2,665,636	2,459,566	2,270,922	2,097,249	12,383,464	2,476,693	

第１２表

控除収益明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
地帯間販売送電料						0	0						0	0	▲表示で記載
地帯間販売電源料						0	0						0	0	▲表示で記載
他社販売送電料						0	0						0	0	▲表示で記載
他社販売電源料						0	0						0	0	▲表示で記載
託送収益 ※1	△ 1,923,414	△ 1,660,751	△ 1,808,090	△ 2,252,021	△ 2,442,637	△ 10,086,913	△ 2,017,383	△ 1,825,400	△ 2,451,022	△ 2,654,792	△ 2,417,055	△ 2,322,237	△ 11,670,506	△ 2,334,101	▲表示で記載
事業者間精算収益	△ 4,008,797	△ 4,128,442	△ 4,489,595	△ 3,177,290	△ 3,378,601	△ 19,182,725	△ 3,836,545	△ 3,378,602	△ 3,378,602	△ 3,378,602	△ 3,378,602	△ 3,378,602	△ 16,893,010	△ 3,378,602	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	△ 1,419,326	△ 1,624,089	△ 1,482,149	△ 3,328,781	△ 3,208,784	△ 11,063,129	△ 2,212,626	△ 2,967,977	△ 2,954,709	△ 2,949,889	△ 2,955,563	△ 2,954,380	△ 14,782,518	△ 2,956,504	▲表示で記載
預金利息	△ 2,968	△ 2,630	△ 361	△ 7,447	0	△ 13,406	△ 2,681	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
控除収益計	△ 7,354,507	△ 7,415,913	△ 7,780,196	△ 8,765,542	△ 9,030,023	△ 40,346,181	△ 8,069,236	△ 8,171,979	△ 8,784,333	△ 8,983,283	△ 8,751,220	△ 8,655,219	△ 43,346,034	△ 8,669,207	

（記載注意）

※1：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。

※2：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（１）第１１条第３項関係

［託送収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
託送収益	△ 1,923,414	△ 1,660,751	△ 1,808,090	△ 2,252,021	△ 2,442,637	△ 10,086,913	△ 2,017,383	△ 1,825,400	△ 2,451,022	△ 2,654,792	△ 2,417,055	△ 2,322,237	△ 11,670,506	△ 2,334,101	▲表示で記載
（　　何　　）						0	0						0	0	▲表示で記載
（　　何　　）						0	0						0	0	▲表示で記載
（　　何　　）						0	0						0	0	▲表示で記載
（　　何　　）						0	0						0	0	▲表示で記載
合計	△ 1,923,414	△ 1,660,751	△ 1,808,090	△ 2,252,021	△ 2,442,637	△ 10,086,913	△ 2,017,383	△ 1,825,400	△ 2,451,022	△ 2,654,792	△ 2,417,055	△ 2,322,237	△ 11,670,506	△ 2,334,101	

［事業者間精算収益］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	△ 3,608	△ 420	△ 1,671	△ 5,334	△ 8,666	△ 19,699	△ 3,940	△ 8,667	△ 8,667	△ 8,667	△ 8,667	△ 8,667	△ 43,335	△ 8,667	▲表示で記載
	電力量料金	△ 2,722	△ 319	△ 1,270	△ 3,922	△ 6,586	△ 14,819	△ 2,964	△ 6,587	△ 6,587	△ 6,587	△ 6,587	△ 6,587	△ 32,935	△ 6,587	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	△ 4,706	△ 3,362	△ 2,834	△ 10,366	△ 22,365	△ 43,633	△ 8,727	△ 22,366	△ 22,366	△ 22,366	△ 22,366	△ 22,366	△ 111,830	△ 22,366	▲表示で記載
	電力量料金	△ 3,568	△ 2,555	△ 2,154	△ 7,831	△ 16,618	△ 32,726	△ 6,545	△ 16,619	△ 16,619	△ 16,619	△ 16,619	△ 16,619	△ 83,095	△ 16,619	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	△ 58,266	△ 1,048,956	△ 1,083,415	△ 573,782	△ 623,750	△ 3,388,169	△ 677,634	△ 623,750	△ 623,750	△ 623,750	△ 623,750	△ 623,750	△ 3,118,750	△ 623,750	▲表示で記載
	電力量料金	△ 44,081	△ 659,899	△ 722,846	△ 319,116	△ 364,721	△ 2,110,663	△ 422,133	△ 364,722	△ 364,722	△ 364,722	△ 364,722	△ 364,722	△ 1,823,610	△ 364,722	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	△ 126,394	△ 1,495,977	△ 1,733,251	△ 1,643,806	△ 2,128,233	△ 7,127,661	△ 1,425,532	△ 2,128,234	△ 2,128,234	△ 2,128,234	△ 2,128,234	△ 2,128,234	△ 10,641,170	△ 2,128,234	▲表示で記載
	電力量料金	△ 95,898	△ 893,988	△ 1,101,052	△ 910,681	△ 1,149,325	△ 4,150,944	△ 830,189	△ 1,149,325	△ 1,149,325	△ 1,149,325	△ 1,149,325	△ 1,149,325	△ 5,746,625	△ 1,149,325	▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	△ 37,840	△ 1,293,078	△ 227,866	△ 117,536	△ 111,574	△ 1,787,894	△ 357,579	△ 111,574	△ 111,574	△ 111,574	△ 111,574	△ 111,574	△ 557,870	△ 111,574	▲表示で記載
	電力量料金	△ 28,717	△ 679,718	△ 129,821	△ 63,229	△ 59,015	△ 960,500	△ 192,100	△ 59,015	△ 59,015	△ 59,015	△ 59,015	△ 59,015	△ 295,075	△ 59,015	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量（千kWh）	△ 2,505,574	△ 3,017,792	△ 10,010,313	△ 7,890,503	△ 7,310,959	△ 30,735,141	△ 6,147,028	△ 7,310,959	△ 7,310,959	△ 7,310,959	△ 7,310,959	△ 7,310,959	△ 36,554,795	△ 7,310,959	▲表示で記載
	電力量料金	△ 580,805	△ 694,856	△ 2,362,370	△ 1,817,253	△ 1,687,000	△ 7,142,284	△ 1,428,457	△ 1,687,001	△ 1,687,001	△ 1,687,001	△ 1,687,001	△ 1,687,001	△ 8,435,005	△ 1,687,001	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	△ 3,359,468	△ 1,245,363	△ 231,949	△ 71,949	△ 168,635	△ 5,077,364	△ 1,015,473	△ 168,636	△ 168,636	△ 168,636	△ 168,636	△ 168,636	△ 843,180	△ 168,636	▲表示で記載
	電力量料金	△ 2,553,146	△ 942,298	△ 156,797	△ 43,898	△ 88,562	△ 3,784,701	△ 756,940	△ 88,563	△ 88,563	△ 88,563	△ 88,563	△ 88,563	△ 442,815	△ 88,563	▲表示で記載
四国電力送配電	電力量（千kWh）						0	0						0	0	▲表示で記載
	電力量料金						0	0						0	0	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量（千kWh）	△ 920,905	△ 335,272	△ 17,488	△ 14,944	△ 8,920	△ 1,297,529	△ 259,506	△ 8,921	△ 8,921	△ 8,921	△ 8,921	△ 8,921	△ 44,605	△ 8,921	▲表示で記載
	電力量料金	△ 699,856	△ 254,807	△ 13,282	△ 11,357	△ 6,770	△ 986,072	△ 197,214	△ 6,770	△ 6,770	△ 6,770	△ 6,770	△ 6,770	△ 33,850	△ 6,770	▲表示で記載
合計	電力量（千kWh）	△ 7,016,765	△ 8,440,223	△ 13,308,792	△ 10,328,224	△ 10,383,106	△ 49,477,110	△ 9,895,422	△ 10,383,107	△ 10,383,107	△ 10,383,107	△ 10,383,107	△ 10,383,107	△ 51,915,535	△ 10,383,107	▲表示で記載
	電力量料金	△ 4,008,797	△ 4,128,442	△ 4,489,595	△ 3,177,290	△ 3,378,601	△ 19,182,725	△ 3,836,545	△ 3,378,602	△ 3,378,602	△ 3,378,602	△ 3,378,602	△ 3,378,602	△ 16,893,010	△ 3,378,602	▲表示で記載

［電気事業雑収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
契約超過金	△ 27,171	△ 21,708	△ 13,449	△ 23,753	△ 23,733	△ 109,814	△ 21,963	△ 23,744	△ 23,744	△ 23,744	△ 23,744	△ 23,744	△ 118,720	△ 23,744	▲表示で記載
違約金	△ 26,911	△ 22,816	△ 42,870	0	0	△ 92,597	△ 18,519	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
諸貸付料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
受託運転益	△ 1,726	△ 1,741	△ 1,785	△ 3,359	△ 3,359	△ 11,970	△ 2,394	△ 3,240	△ 3,240	△ 3,240	△ 3,240	△ 3,240	△ 16,200	△ 3,240	▲表示で記載
器具販売益						0	0						0	0	▲表示で記載
受託工事益	△ 1,497	△ 1,949	△ 2,027	△ 15,984	△ 15,834	△ 37,291	△ 7,458	△ 11,100	△ 11,100	△ 11,100	△ 11,100	△ 11,100	△ 55,500	△ 11,100	▲表示で記載
広告料	△ 2,346	△ 1,265	△ 1,264	△ 5,512	△ 5,500	△ 15,887	△ 3,177	△ 5,508	△ 5,508	△ 5,508	△ 5,508	△ 5,508	△ 27,540	△ 5,508	▲表示で記載
供給雑収	△ 493,347	△ 509,090	△ 477,918	△ 438,532	△ 473,600	△ 2,392,487	△ 478,497	△ 457,591	△ 457,591	△ 457,591	△ 457,591	△ 457,591	△ 2,287,955	△ 457,591	▲表示で記載
系統設置交付金						0	0						0	0	▲表示で記載
広域系統整備交付金						0	0						0	0	▲表示で記載
雑口	△ 866,325	△ 1,065,516	△ 942,833	△ 2,841,640	△ 2,686,756	△ 8,403,070	△ 1,680,614	△ 2,466,794	△ 2,453,526	△ 2,448,706	△ 2,454,380	△ 2,453,197	△ 12,276,603	△ 2,455,321	▲表示で記載
合計	△ 1,419,326	△ 1,624,089	△ 1,482,149	△ 3,328,781	△ 3,208,784	△ 11,063,129	△ 2,212,626	△ 2,967,977	△ 2,954,709	△ 2,949,889	△ 2,955,563	△ 2,954,380	△ 14,782,518	△ 2,956,504	▲表示で記載
（再掲）共架料	△ 362,596	△ 356,675	△ 353,150	△ 1,379,727	△ 1,391,946	△ 3,844,094	△ 768,819	△ 1,363,882	△ 1,363,882	△ 1,363,882	△ 1,363,882	△ 1,363,882	△ 6,819,410	△ 1,363,882	▲表示で記載
（参考）災害等扶助交付金	0	0	0	0	△ 12,124	△ 12,124	△ 2,425	△ 254,420	△ 254,420	△ 254,420	△ 254,420	△ 254,420	△ 1,272,100	△ 254,420	▲表示で記載

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

様式第３（第８条関係）

７　部　門　整　理　表

（単位：千円）

	水力発電費			火力発電費			新エネルギー等発電等費			送電費			変電費			配電費			販売費			合計	帰属方法別（%）		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般		直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	－	－	－	－	－	－	－	－	－	124,918	－	124,918	86,979	－	86,979	336,817	－	336,817	165,636	－	165,636	714,350	－	100.0	－
給料手当	－	－	－	－	－	－	－	－	－	17,442,147	16,219,603	1,222,544	11,913,643	11,062,400	851,243	35,272,810	31,976,479	3,296,331	23,832,275	22,211,235	1,621,040	88,460,875	92.1	7.9	－
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲54,474	▲55,860	1,386	▲45,790	▲46,755	965	▲580,524	▲584,260	3,736	▲24,852	▲26,690	1,838	▲705,640	101.1	▲1.1	－
退職給与金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,294,011	－	1,294,011	901,005	－	901,005	3,489,026	－	3,489,026	1,715,802	－	1,715,802	7,399,844	－	100.0	－
厚生費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	4,867,856	4,540,716	327,140	3,335,095	3,107,311	227,784	10,676,693	9,794,631	882,062	5,701,595	5,267,822	433,773	24,581,239	92.4	7.6	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,314,260	1,314,260	－	－	－	－	1,314,260	100.0	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	－	－	－	－	－	－	135,114	104,410	30,704	43,144	21,765	21,379	287,945	205,160	82,785	122,297	81,585	40,712	588,500	70.2	29.8	－
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	321,583	287,763	33,820	257,556	234,007	23,549	751,365	660,175	91,190	232,013	187,169	44,844	1,562,517	87.6	12.4	－
修繕費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	22,913,764	22,439,877	473,887	14,173,934	13,930,736	243,198	145,358,775	143,005,569	2,353,206	1,155,559	－	1,155,559	183,602,032	97.7	2.3	－
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	370,868	370,765	103	280	280	－	264,979	264,905	74	28,718	28,710	8	664,845	100.0	－	－
賃借料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	4,086,183	1,761,860	2,324,323	1,899,913	514,790	1,385,123	19,578,575	16,077,513	3,501,062	2,132,438	－	2,132,438	27,697,109	66.9	33.1	－
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	31,599,611	31,599,611	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	31,599,611	100.0	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	504,920	504,920	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	504,920	100.0	－	－
委託費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	10,513,396	8,340,802	2,172,594	3,174,369	1,990,216	1,184,153	43,411,236	33,480,206	9,931,030	24,391,448	19,514,018	4,877,430	81,490,449	77.7	2.7	19.6
損害保険料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	7,423	7,415	8	153,717	153,560	157	150	150	－	－	－	－	161,290	99.9	－	0.1
普及開発関係費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	146,398	－	146,398	83,813	－	83,813	330,190	－	330,190	70,624	－	70,624	631,025	－	－	100.0
養成費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	690,700	－	690,700	323,379	－	323,379	968,271	－	968,271	559,058	－	559,058	2,541,408	31.8	68.2	－
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,397,432	－	1,397,432	850,404	－	850,404	2,180,710	－	2,180,710	1,104,034	－	1,104,034	5,532,580	65.8	－	34.2
諸費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3,637,712	2,080,988	1,556,724	2,467,278	1,383,349	1,083,929	10,084,569	5,887,193	4,197,376	8,234,097	6,169,369	2,064,728	24,423,656	63.6	－	36.4
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	363,120	363,120	－	363,120	100.0	－	－
固定資産税	－	－	－	－	－	－	－	－	－	7,256,552	7,234,866	21,686	5,993,986	5,993,986	－	15,652,040	15,047,405	604,635	375,752	－	375,752	29,278,330	96.9	3.1	－
雑税	－	－	－	－	－	－	－	－	－	65,056	55,795	9,261	48,878	41,920	6,958	153,136	131,335	21,801	290,565	249,200	41,365	557,635	85.8	－	14.2
減価償却費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	29,342,707	29,153,684	189,023	31,019,926	31,019,926	－	31,707,968	26,437,737	5,270,231	3,275,207	－	3,275,207	95,345,808	91.7	8.3	－
固定資産除却費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	9,188,242	9,151,743	36,499	5,349,391	5,349,391	－	10,996,553	9,978,913	1,017,640	846,204	－	846,204	26,380,390	94.2	5.8	－
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	16,110	16,110	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	16,110	100.0	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲736,910	▲736,910	－	－	－	－	－	－	－	▲736,910	100.0	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲12,089	－	▲12,089	▲8,801	－	▲8,801	▲12,097	－	▲12,097	▲136	－	▲136	▲33,123	－	100.0	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲14,622	－	▲14,622	▲8,371	－	▲8,371	▲32,978	－	▲32,978	▲7,054	－	▲7,054	▲63,025	－	－	100.0
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	20,643	－	20,643	15,029	－	15,029	20,655	－	20,655	232	－	232	56,559	－	100.0	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3,697,481	－	3,697,481	2,116,808	－	2,116,808	8,339,415	－	8,339,415	1,783,716	－	1,783,716	15,937,420	－	－	100.0
電気事業報酬	－	－	－	－	－	－	－	－	－	9,177,211	－	9,177,211	7,470,186	－	7,470,186	17,462,545	－	17,462,545	227,371	－	227,371	34,337,313	94.3	2.7	3.0
合　　計	－	－	－	－	－	－	－	－	－	158,736,853	133,815,068	24,921,785	90,878,841	74,019,972	16,858,869	358,013,084	293,677,371	64,335,713	76,575,719	54,045,538	22,530,181	684,204,497	86.8	6.7	6.5

（記載注意）
１　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。
２　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　１　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。
２　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。
３　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第４（第１０条関係）

送 配 電 関 連 費 整 理 表

（単位：千円）

	総離島等供給費				総アンシラリーサービス費	総送電費	受電用変電サービス費	配電用変電サービス費	低圧配電費	高圧配電費	需要家費	給電費	一般販売費	合計	帰属方法別（%）		
		水力発電費分	火力発電費分	新エネルギー等発電等費分											直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	－	－	－	－		124,918	58,619	28,360	77,939	157,833	192,653	57,988	16,040	714,350	－	87.8	12.2
給料手当	－	－	－	－		17,442,147	8,029,081	3,884,562	8,162,093	16,528,874	23,762,759	8,343,441	2,307,918	88,460,875	54.5	32.0	13.5
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－		▲54,474	▲30,860	▲14,930	▲134,333	▲272,034	▲187,902	▲8,700	▲2,407	▲705,640	90.7	2.8	6.5
退職給与金	－	－	－	－		1,294,011	607,223	293,782	807,357	1,634,961	1,995,667	600,685	166,158	7,399,844	－	87.8	12.2
厚生費	－	－	－	－		4,867,856	2,247,654	1,087,441	2,470,576	5,003,109	6,356,389	1,996,071	552,143	24,581,239	58.3	28.1	13.6
委託検針費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	1,314,260	－	－	1,314,260	100.0	－	－
委託集金費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	－		135,114	29,076	14,068	66,630	134,931	154,023	42,815	11,843	588,500	52.6	40.1	7.3
燃料費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	－	－	－	－		321,583	173,577	83,979	173,865	352,090	353,729	81,225	22,469	1,562,517	60.7	22.8	16.5
修繕費	－	－	－	－		22,913,764	9,883,626	4,290,308	35,333,923	71,553,945	39,394,199	84,610	147,657	183,602,032	90.1	9.9	－
水利使用料	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	－		370,868	56	224	61,316	124,169	95,377	10,054	2,781	664,845	95.6	－	4.4
賃借料	－	－	－	－		4,086,183	1,324,828	575,085	4,530,463	9,174,539	7,136,629	665,162	204,220	27,697,109	65.0	28.1	6.9
託送料	－	－	－	－		31,599,611	－	－	－	－	－	－	－	31,599,611	100.0	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－		504,920	－	－	－	－	－	－	－	504,920	100.0	－	－
委託費	－	－	－	－		10,513,396	2,213,519	960,850	9,071,636	18,370,769	34,248,724	3,188,145	2,923,410	81,490,449	53.2	1.7	45.1
損害保険料	－	－	－	－		7,423	30,648	123,069	35	70	45	－	－	161,290	4.7	－	95.3
普及開発関係費	－	－	－	－		146,398	56,485	27,328	76,406	154,727	99,057	－	70,624	631,025	11.2	－	88.8
養成費	－	－	－	－		690,700	217,938	105,441	224,057	453,733	599,679	195,721	54,139	2,541,408	21.2	66.1	12.7
研究費	－	－	－	－		1,397,432	573,121	277,283	504,614	1,021,883	863,265	858,378	36,604	5,532,580	55.7	－	44.3
諸費	－	－	－	－		3,637,712	1,662,797	804,481	2,333,559	4,725,639	6,333,514	4,346,714	579,240	24,423,656	41.8	－	58.2
貸倒損	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	363,120	363,120	100.0	－	－
固定資産税	－	－	－	－		7,256,552	3,547,541	2,446,445	4,801,353	9,723,114	1,370,629	93,954	38,742	29,278,330	76.4	23.6	－
雑税	－	－	－	－		65,056	32,941	15,937	35,435	71,760	206,644	101,724	28,138	557,635	33.6	－	66.4
減価償却費	－	－	－	－		29,342,707	18,359,143	12,660,783	9,726,601	19,697,125	4,402,819	818,943	337,687	95,345,808	59.2	40.8	－
固定資産除却費	－	－	－	－		9,188,242	3,166,037	2,183,354	3,373,256	6,831,105	1,201,273	371,918	65,205	26,380,390	73.9	26.1	－
共有設備費等分担額	－	－	－	－		16,110	－	－	－	－	－	－	－	16,110	100.0	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－		－	▲496,633	▲240,277	－	－	－	－	－	▲736,910	－	－	100.0
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	66,761,797	－	－	－	－	－	－	－	－	66,761,797	100.0	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－		－										－			
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－		▲12,089	▲5,931	▲2,870	▲2,799	▲5,669	▲3,704	▲48	▲13	▲33,123	－	99.6	0.4
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－		▲14,622	▲5,642	▲2,729	▲7,631	▲15,454	▲13,794	▲2,470	▲683	▲63,025	－	－	100.0
開発費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－		20,643	10,129	4,900	6,336	12,831	1,616	81	23	56,559	－	99.6	0.4
社債発行費償却	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	－	－	－	－		3,697,481	1,426,602	690,206	2,558,164	5,180,480	1,587,291	624,461	172,735	15,937,420	－	－	100.0
電気事業報酬	－	－	－	－		9,177,211	5,034,457	2,435,729	5,356,736	10,847,807	1,324,162	149,627	11,584	34,337,313	73.4	2.2	24.4
自社アンシラリーサービス費					－									－			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	▲1,762,688	－	－	－	－	－	－	－	－	▲1,762,688	100.0	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	－	－	－	－	64,999,109	158,736,853	58,146,032	32,732,809	89,607,587	181,462,337	132,789,003	22,620,499	8,109,377	749,203,606	70.3	16.7	13.0

（記載注意）
１　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。
２　自社アンシラリーサービス費の欄には、第８条第１項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。
３　その他は、様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第１１条関係）

送 配 電 関 連 費 明 細 表

（単位：千円）

	総離島等供給費									総アンシラリーサービス費			総送電費			受電用変電サービス費			配電用変電サービス費			低圧配電費			高圧配電費			給電費			需要家費	合　計
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電等費分																									
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変		
役員給与	－	－	－	－	－	－	－	－	－				124,918	124,918	－	58,619	58,619	－	28,360	28,360	－	77,939	77,939	－	157,833	157,833	－	57,988	57,988	－	192,653	698,310
給料手当	－	－	－	－	－	－	－	－	－				17,442,147	17,442,147	－	8,029,081	8,029,081	－	3,884,562	3,884,562	－	8,162,093	8,162,093	－	16,528,874	16,528,874	－	8,343,441	8,343,441	－	23,762,759	86,152,957
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				▲54,474	▲54,474	－	▲30,860	▲30,860	－	▲14,930	▲14,930	－	▲134,333	▲134,333	－	▲272,034	▲272,034	－	▲8,700	▲8,700	－	▲187,902	▲703,233
退職給与金	－	－	－	－	－	－	－	－	－				1,294,011	1,294,011	－	607,223	607,223	－	293,782	293,782	－	807,357	807,357	－	1,634,961	1,634,961	－	600,685	600,685	－	1,995,667	7,233,686
厚生費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				4,867,856	4,867,856	－	2,247,654	2,247,654	－	1,087,441	1,087,441	－	2,470,576	2,470,576	－	5,003,109	5,003,109	－	1,996,071	1,996,071	－	6,356,389	24,029,096
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,314,260	1,314,260
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	－	－	－	－	－	－				135,114	135,114	－	29,076	29,076	－	14,068	14,068	－	66,630	66,630	－	134,931	134,931	－	42,815	42,815	－	154,023	576,657
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				321,583	321,583	－	173,577	173,577	－	83,979	83,979	－	173,865	173,865	－	352,090	352,090	－	81,225	81,225	－	353,729	1,540,048
修繕費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				22,913,764	22,913,764	－	9,883,626	9,883,626	－	4,290,308	4,290,308	－	35,333,923	35,333,923	－	71,553,945	71,553,945	－	84,610	84,610	－	39,394,199	183,454,375
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				370,868	370,868	－	56	56	－	224	224	－	61,316	61,316	－	124,169	124,169	－	10,054	10,054	－	95,377	662,064
賃借料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				4,086,183	4,086,183	－	1,324,828	1,324,828	－	575,085	575,085	－	4,530,463	4,530,463	－	9,174,539	9,174,539	－	665,162	665,162	－	7,136,629	27,492,889
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				31,599,611	29,993,401	1,606,210	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	31,599,611
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				504,920	－	504,920	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	504,920
委託費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				10,513,396	10,513,396	－	2,213,519	2,213,519	－	960,850	960,850	－	9,071,636	9,071,636	－	18,370,769	18,370,769	－	3,188,145	3,188,145	－	34,248,724	78,567,039
損害保険料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				7,423	7,423	－	30,648	30,648	－	123,069	123,069	－	35	35	－	70	70	－	－	－	－	45	161,290
普及開発関係費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				146,398	146,398	－	56,485	56,485	－	27,328	27,328	－	76,406	76,406	－	154,727	154,727	－	－	－	－	99,057	560,401
養成費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				690,700	690,700	－	217,938	217,938	－	105,441	105,441	－	224,057	224,057	－	453,733	453,733	－	195,721	195,721	－	599,679	2,487,269
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				1,397,432	1,397,432	－	573,121	573,121	－	277,283	277,283	－	504,614	504,614	－	1,021,883	1,021,883	－	858,378	858,378	－	863,265	5,495,976
諸費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				3,637,712	3,637,712	－	1,662,797	1,662,797	－	804,481	804,481	－	2,333,559	2,333,559	－	4,725,639	4,725,639	－	4,346,714	4,346,714	－	6,333,514	23,844,416
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	－	－	－	－	－	－	－	－	－				7,256,552	7,256,552	－	3,547,541	3,547,541	－	2,446,445	2,446,445	－	4,801,353	4,801,353	－	9,723,114	9,723,114	－	93,954	93,954	－	1,370,629	29,239,588
雑税	－	－	－	－	－	－	－	－	－				65,056	65,056	－	32,941	32,941	－	15,937	15,937	－	35,435	35,435	－	71,760	71,760	－	101,724	101,724	－	206,644	529,497
減価償却費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				29,342,707	29,342,707	－	18,359,143	18,359,143	－	12,660,783	12,660,783	－	9,726,601	9,726,601	－	19,697,125	19,697,125	－	818,943	818,943	－	4,402,819	95,008,121
固定資産除却費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				9,188,242	9,188,242	－	3,166,037	3,166,037	－	2,183,354	2,183,354	－	3,373,256	3,373,256	－	6,831,105	6,831,105	－	371,918	371,918	－	1,201,273	26,315,185
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－				16,110	16,110	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	16,110
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	▲496,633	▲496,633	－	▲240,277	▲240,277	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲736,910
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	66,761,797	59,536,472	7,225,325	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	66,761,797
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				▲12,089	▲12,089	－	▲5,931	▲5,931	－	▲2,870	▲2,870	－	▲2,799	▲2,799	－	▲5,669	▲5,669	－	▲48	▲48	－	▲3,704	▲33,110
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				▲14,622	▲14,622	－	▲5,642	▲5,642	－	▲2,729	▲2,729	－	▲7,631	▲7,631	－	▲15,454	▲15,454	－	▲2,470	▲2,470	－	▲13,794	▲62,342
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				20,643	20,643	－	10,129	10,129	－	4,900	4,900	－	6,336	6,336	－	12,831	12,831	－	81	81	－	1,616	56,536
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	－	－	－	－	－	－	－	－	－				3,697,481	3,697,481	－	1,426,602	1,426,602	－	690,206	690,206	－	2,558,164	2,558,164	－	5,180,480	5,180,480	－	624,461	624,461	－	1,587,291	15,764,685
電気事業報酬	－	－	－	－	－	－	－	－	－				9,177,211	9,177,211	－	5,034,457	5,034,457	－	2,435,729	2,435,729	－	5,356,736	5,356,736	－	10,847,807	10,847,807	－	149,627	149,627	－	1,324,162	34,325,729
自社アンシラリーサービス費										－	－	－																				－
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲1,762,688	－	▲1,762,688	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲1,762,688
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合　　計	－	－	－	－	－	－	－	－	－	64,999,109	59,536,472	5,462,637	158,736,853	156,625,723	2,111,130	58,146,032	58,146,032	－	32,732,809	32,732,809	－	89,607,587	89,607,587	－	181,462,337	181,462,337	－	22,620,499	22,620,499	－	132,789,003	741,094,229

（記載注意）
様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５の２（第１１条の２関係）

発　電　側　比　率　整　理　表

発電側の延契約電力		需要側の延契約電力	発電側比率
①（１０^{3}kW）	②（１０^{3}kW）	（１０^{3}kW）	（％）
95,905.7	135,642.9	157,513.0	32.7

（注）上記はいずれも原価算定期間における各年度の平均値。

（記載注意）
１　発電側の延契約電力①に関しては、第11条の２第１項第１号の規定により算定された値から同項第２号及び第３号の規定により算定された値を合計して得た値を差し引いた値を、同②に関しては、同項第１号の規定により算定された値から同項第３号の規定により算定された値を差し引いた値を記載すること。
２　需要側の延契約電力に関しては、第11条の２第１項第４号の値を記載すること。

様式第５の３（第１１条の３関係）

送　配　電　関　連　固　定　費　整　理　表

（単位:千円）

発電側送配電関連固定費		需要側送配電関連固定費		
総送電費	受電用変電サービス費	総送電費	受電用変電サービス費	その他
40,992,084	15,217,980	115,633,639	42,928,052	385,959,704

（記載注意）

１　様式第３の注１及び２と同様とすること。

２　その他に関しては、需要側送配電関連固定費のうち、総送電費及び受電用変電サービス費以外の合計した値を記載すること。

様式第６（第１２条関係）

送 配 電 関 連 需 要 明 細 表

	最大電力 (10^3kW)	延契約電力 (10^3kW)	尖頭時責任電力 (10^3kW)		発受電等量 (10^6kWh)	口数 (口)	販売電力量 (10^6kWh)
			夏期	冬期			
特別高圧需要	741	－	738	675	5,110.0	2,700	5,033
高圧需要	2,456	44,785.6	2,454	2,086	10,478.8	385,720	10,038
低圧需要	1,944	105,965.2	1,668	1,483	10,743.0	34,445,950	9,852
合計	5,141	150,750.8	4,860	4,244	26,331.8	34,834,370	24,923

（注）上記はいずれも原価算定期間における各年度の平均値。なお、販売電力量について、原価算定期間の合計値は、特別高圧需要25,165百万kWh、高圧需要50,193百万kWh、低圧需要49,259百万kWh。

様式第７（第２４条関係）

送 配 電 関 連 費 発 電 及 び 三 需 要 種 別 計 算 表

（単位：千円）

需要種別等		固定費			可変費			需要家費			合計		
		計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加
需要側	特別高圧需要	35,664,526	38,382,590	▲2,718,064	14,425,698	1,469,766	12,955,932 〈7,827,803〉	1,498,311	1,516,248	▲17,937	51,588,535	41,368,604	10,219,931
需要側	高 圧 需 要	180,869,257	189,108,945	▲8,239,688	29,063,178	3,013,980	26,049,198 〈16,052,121〉	6,868,393	6,950,575	▲82,182	216,800,828	199,073,500	17,727,328
需要側	低 圧 需 要	307,398,586	317,029,860	▲9,631,274	28,990,678	3,090,021	25,900,657 〈16,457,104〉	122,855,098	124,322,180	▲1,467,082	459,244,362	444,442,061	14,802,301
発電側		56,210,064	56,210,064	－							56,210,064	56,210,064	－

（注） 総追加可変費の内数として記載した賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金の合計額のうち、2023年4月1日～2027年4月30日までの期間における金額は、特別高圧需要分が6,444,621千円、高圧需要分が13,215,692千円、低圧需要分が13,549,114千円。また、2027年5月1日～2028年3月31日の期間における金額は、特別高圧需要分が1,383,182千円、高圧需要分が2,836,429千円、低圧需要分が2,907,990千円。
なお、 2023年4月1日～2027年4月30日までの期間における販売電力量は、特別高圧需要分が20,551百万kWh、高圧需要分が40,991百万kWh、低圧需要分が40,228百万kWh。また、 2027年5月1日～2028年3月31日の期間における販売電力量は、特別高圧需要分が4,614百万kWh、高圧需要分が9,202百万kWh、低圧需要分が9,031百万kWh。

（記載注意）

１ 需要側の固有の欄には第１３条第２項で整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費を、追加の欄には、第２３条で整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費を記載すること。
固定費に係る発電側の固有の欄には第１１条の３第１項で抽出された発電側送配電関連固定費を、追加の欄には、第２２条の２第２項で整理された追加発電側送配電関連固定費を記載すること。

２ 特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要の＜ ＞内には、賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当金として第１５条第２項で整理された追加可変費を内数として記載すること。

３ その他は、様式第３の注２と同様とすること。

様式第７の２（第２５条関係）

発　電　側　託　送　供　給　料　金　割　引　額　設　定　表

（単位：千円）

基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合									
発電側送配電関連原価等のうち、基幹系統分			発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち						
	当該基幹系統分のうち、半額	割引額（円/kW・月）	計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）	割引額の半額（円/kW・月）	割引額の四半の額（円/kW・月）
30,350,289	15,175,145	42.65	9,483,500	7,343,779	2,139,721	4,741,750	13.33	6.67	3.33

特別高圧系統の設備投資の効率化に資するものである場合							
発電側送配電関連原価等のうち、特別高圧系統分			発電側送配電関連原価等における特別高圧系統分のうち				
	当該特別高圧系統分の半額	割引額（円/kW・月）	計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）
25,859,775	12,929,888	36.34	6,720,506	5,140,749	1,579,757	3,360,253	9.45

（記載注意）
様式第３の注１及び２と同様とすること。

様式第８（第２５条関係）

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

（単位：千円）

需要種別等		固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量又は発受電等量 (10^6kWh)	単価 (円/kWh)	想定料金収入
需要側	特別高圧需要	35,664,526	14,425,698	1,498,311	51,588,535	25,165	2.05	51,521,335
	高 圧 需 要	180,869,257	29,063,178	6,868,393	216,800,828	50,193	4.32	216,742,521
	低 圧 需 要	307,398,586	28,990,678	122,855,098	459,244,362	49,259	9.32	459,320,721
発 電 側		56,210,064			56,210,064	122,387	0.46	56,253,435

（注）上記の三需要種別ごとの単価は、いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。
なお、2024年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は、特別高圧需要分が1.97円/kWh、高圧需要分が4.20円/kWh、低圧需要分が9.22円/kWh。

（記載注意）

様式第３の注１及び２と同様とすること。

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則における
事業者設定基準届出書

令和５年 12 月１日

四国電力送配電株式会社

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則における
事業者設定基準届出書

業 制 発 第 4 号
令和 5 年 12 月 1 日

経済産業大臣　西 村　康 稔　殿

高 松 市 丸 の 内 2 番 5 号
四 国 電 力 送 配 電 株 式 会 社
代表取締役社長 社長執行役員　横 井　郁 夫

別表に掲げる一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定により、別紙のとおり事業者設定基準を定めたので届け出ます。

（別　表）

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則	
第８条第４項	第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第 11 条第２項	送配電関連固定費又は送配電関連可変費への配分基準
第 12 条第２項	第12条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
第 16 条第２項	託送収益、事業者間精算収益及び電力料の需要側送配電関連固定費、送配電関連可変費又は需要家費への配分基準
第 25 条第５項	送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準

（別紙）

第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第８条第４項関係］

１．第８条第３項に規定する基準

一般送配電事業者は、前項の規定により同項第八号に掲げる部門に整理された基礎原価等項目を、別表第二第一表及び第二表に規定する基準により、同項第一号から第七号までに掲げる部門にそれぞれ配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等、変電費及び販売費の整理の基準

１．一般管理費等へ整理された基礎原価等項目ごとの額の７部門（水力発電費、火力発電費、新エネルギー等発電等費、送電費、変電費、配電費及び販売費）への整理の基準 （２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を、第２表に定める活動帰属基準（代表的な物量又は金額の比率をいう。以下同じ。）又は配賦基準（他の基礎原価等項目において整理済みの物量又は金額の比率をいう。以下この表において同じ。）を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準、配賦基準分類表

	活動帰属基準	配賦基準
賃借料	各部門業務用建物床面積比（建物については、賃借物件に限る。）	－
委託費	－	各部門業務用建物床面積比（建物については、自己所有物件及び賃借物件とする。）
電気事業報酬	－	内容ごとに各部門設備別帳簿価額比

２．設定した基準

		活動帰属基準	配賦基準
賃借料	機械賃借料	直課された各部門人員数比	－
	その他賃借料	各部門業務用建物床面積比（建物については、賃借物件に限る。）	－
委託費	システム関係委託費	直課された各部門人員数比	－
	その他委託費	－	各部門業務用建物床面積比（建物については、自己所有物件及び賃借物件とする。）
電気事業報酬	特定固定資産	－	各部門設備別帳簿価額比
	建設中の資産	－	各部門設備別帳簿価額比
	運転資本（営業資本）	各部門営業資本構成比	－

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

賃借料のうち機械賃借料及び委託費のうちシステム関係委託費については、設備等の利用に応じて発生する費用であり、当該設備を利用する人員数と相関があると考えられることから、当該費用の発生により関連が見られる「直課された各部門人員数比」を設定することとした。

電気事業報酬のうち営業資本については、各部門の営業資本に関連があると考えられることから「各部門営業資本構成比」を設定することとした。

（別紙）

送配電関連固定費又は送配電関連可変費への配分基準
［第 11 条第 2 項関係］

	配　分　基　準
給料手当 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
給料手当振替額（貸方） （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
雑　　給 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
消耗品費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
修 繕 費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
託 送 料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。
事業者間精算費	送配電関連可変費に配分。
委 託 費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
養 成 費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
諸　　費 （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
他社購入電源費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。
建設分担関連費振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方） （環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
他社販売電源料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。

（別紙）

第12条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
［第12条第２項関係］

１．第12条第１項第６号に規定する値

月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

２．設定した値

第13条第２項第７号に掲げる需要家費のうち、需要家設備関連費用の配分については、第12条第２項の規定により、同条第６項第１号に定める割合の算定を、同条第１項第６号の規定によらず、設備の差異、費用の発生の原因等を反映した値により算定する。

具体的には、配電設備のうち、架空引込線、地中引込線及び計器等に係る費用並びに需要家設備の調査委託に係る費用については、各設備に対応する電圧区分に応じて三需要種別に整理するものとする。

３．事業者の実情に応じた値により算定することが適当である理由

配電需要家費のうち需要家設備関連費用については、需要規模、設備等に応じて費用の差異がみられることから、電圧区分ごとに適切な整理を行うため、上記の値に基づき整理することとした。

（別紙）

託送収益、事業者間精算収益及び電力料の需要側送配電関連固定費、送配電関連可変費又は需要家費への配分基準

［第 16 条第２項関係］

	配　分　基　準
託送収益	電力量の多寡によらない料金を需要側送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。
事業者間精算収益	送配電関連可変費に配分。
電力料	電力量の多寡によらない料金を需要側送配電関連固定費、電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。

（別紙）

送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準
［第 25 条第５項関係］

基準託送供給料金は、以下のとおり設定する。

１．料金の種類

送配電関連設備の利用形態、使用期間に応じた原価の差異を考慮して、接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金、予備送電サービス料金（高圧で供給する場合及び特別高圧で供給する場合に限る）及び系統連系受電サービス料金を設定する。

接続送電サービス料金は、標準接続送電サービス、昼間時間と夜間時間の送配電関連設備の利用状況の格差を踏まえた時間帯別接続送電サービス、自己等への電気の供給において、ごく限られた時間のみ託送制度を利用することに配慮した従量接続送電サービス及び低圧で供給し電灯または小型機器を使用する場合に使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた電灯定額接続送電サービスを設定する。また、臨時接続送電サービス料金は、臨時接続送電サービス、低圧で供給する場合に使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた臨時定額接続送電サービスを設定する。また、高圧で供給する場合及び特別高圧で供給する場合における標準接続送電サービス料金及び時間帯別接続送電サービス料金については、契約者が希望され当社との協議が整ったときは、時間帯区分ごとの最大需要電力を踏まえて割引額を算定のうえ、料金から割り引くものとする。また、系統連系受電サービス料金は、基幹系統の将来的な投資効率化効果及び電気の潮流状況の改善に資する効果や、特別高圧系統の将来的な投資効率化効果を踏まえて、割引対象変電所等及び割引区分・割引単価を定める系統設備効率化割引を設定し、受電地点について当社が選定する連系変電所等が割引対象変電所等の場合は、割引区分に応じた割引額を算定のうえ、料金から割り引くものとする。

２．料金制

基準託送供給料金は、基本料金と電力量料金とを組み合わせた二部料金制、従量料金制及び定額制により設定する。

託送供給等約款変更認可申請書

2023年12月１日

九州電力送配電株式会社

託送供給等約款変更認可申請書

契託制第７号
2023年12月１日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

福岡市中央区渡辺通二丁目１番82号
九州電力送配電株式会社
代表取締役社長　廣渡　健

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので，電気事業法第18条第１項の規定により申請します。

変更の内容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実施期日	2024年４月１日

別　紙

託 送 供 給 等 約 款

2024年４月１日 実施

九 州 電 力 送 配 電 株 式 会 社

託 送 供 給 等 約 款
目　　次

Ⅰ　総　　則 …… Ⅰ - 1

1　適　　用 …… Ⅰ - 1

2　託送供給等約款の認可および変更 …… Ⅰ - 2

3　定　　義 …… Ⅰ - 2

4　代表契約者の選任 …… Ⅰ - 10

5　託送供給等に関する取扱い …… Ⅰ - 10

6　単位および端数処理 …… Ⅰ - 10

7　実 施 細 目 …… Ⅰ - 12

Ⅱ　契約の申込み …… Ⅱ - 1

8　契 約 の 要 件 …… Ⅱ - 1

9　検討および契約の申込み …… Ⅱ - 6

10　契約の成立および契約期間 …… Ⅱ - 15

11　託送供給等の開始 …… Ⅱ - 17

12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… Ⅱ - 17

13　電気方式，電圧および周波数 …… Ⅱ - 18

14　発電場所および需要場所 …… Ⅱ - 20

15　供給および契約の単位 …… Ⅱ - 23

16　承 諾 の 限 界 …… Ⅱ - 27

17　契約書の作成 …… Ⅱ - 28

Ⅲ　料　　金 …… Ⅲ - 1

18　料　　金 …… Ⅲ - 1

19　接続送電サービス …… Ⅲ - 3

20　臨時接続送電サービス …… Ⅲ - 33

21　予備送電サービス　・・・

45　託送供給等の停止 ····· Ⅴ－18
46　託送供給等の停止の解除 ····· Ⅴ－20
47　託送供給等の停止期間中の料金 ····· Ⅴ－20
48　違　　約　　金 ····· Ⅴ－20
49　損害賠償の免責 ····· Ⅴ－21
50　設 備 の 賠 償 ····· Ⅴ－22

Ⅵ　契約の変更および終了 ····· Ⅵ－1
51　契 約 の 変 更 ····· Ⅵ－1
52　名 義 の 変 更 ····· Ⅵ－2
53　契 約 の 廃 止 ····· Ⅵ－3
54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および
　　工事費の精算 ····· Ⅵ－5
55　解　　約　　等 ····· Ⅵ－9
56　契約消滅後の債権債務関係 ····· Ⅵ－12

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事 ····· Ⅶ－1
57　受電地点，供給地点および施設 ····· Ⅶ－1
58　架 空 引 込 線 ····· Ⅶ－3
59　地 中 引 込 線 ····· Ⅶ－4
60　連接引込線等 ····· Ⅶ－6
61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 ····· Ⅶ－7
62　引込線の接続 ····· Ⅶ－7
63　計量器等の取付け ····· Ⅶ－8
64　通信設備の施設 ····· Ⅶ－9
65　専用供給設備 ····· Ⅶ－10
66　電流制限器等の取付け ····· Ⅶ－12

Ⅷ　**工事費の負担** ····· Ⅷ - 1
67　受電地点への供給設備の工事費負担金 ····· Ⅷ - 1
68　受電用計量器等の工事費負担金 ····· Ⅷ - 6
69　会社間連系設備の工事費負担金 ····· Ⅷ - 7
70　供給地点への供給設備の工事費負担金 ····· Ⅷ - 7
71　工事費負担金の申受けおよび精算 ····· Ⅷ - 18
72　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の
　　費用の申受け ····· Ⅷ - 20
73　臨時工事費 ····· Ⅷ - 21
74　工事費負担金契約書の作成 ····· Ⅷ - 22

Ⅸ　**保　　安** ····· Ⅸ - 1
75　保安の責任 ····· Ⅸ - 1
76　保安等に対する発電者および需要者の協力 ····· Ⅸ - 1
77　調　　査 ····· Ⅸ - 2
78　調査等の委託 ····· Ⅸ - 2
79　調査に対する需要者の協力 ····· Ⅸ - 3
80　検査または工事の受託 ····· Ⅸ - 3
81　自家用電気工作物 ····· Ⅸ - 3

附　　則 ····· 附則 - 1
別　　表 ····· 別表 - 1

Ⅰ　総　　則

１　適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

⑴　託　送　供　給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接　続　供　給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（福岡県，佐賀県，長崎県，大分県，熊本県，宮崎県，鹿児島県をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振　替　供　給

当社が，契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

⑵　電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

２　託送供給等約款の認可および変更

⑴　この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

⑵　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

３　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

⑴　契　　約　　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

⑵　発 電 契 約 者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

⑶　需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

⑷　発　　電　　者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

⑸　需　　要　　者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

⑹　低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

⑺　高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

⑻　特　別　高　圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

⑼　受　電　地　点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

⑽　発　電　場　所

発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

⑾　供　給　地　点

当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

⑿　需　要　場　所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

⒀　会 社 間 連 系 点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

⒁　中　継　振　替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⒂　地　内　振　替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⒃　発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

⒄　発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⒅　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⒆　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通

知するものをいいます。

⑳　接 続 受 電 電 力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

㉑　接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

㉒　接 続 供 給 電 力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

㉓　接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

㉔　接 続 対 象 電 力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

㉕　接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

㉖　接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

㉗　接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

㉘　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑵⑼　需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⑶⑽　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶⑾　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶⑿　ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶⒀　損　　失　　率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

⑶⒁　契　約　電　力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

⑶⒂　契　約　電　流

契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。

⑶⒃　契　約　容　量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

⑶⒄　契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値

（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。

⑶⑻　同時最大受電電力

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。

⑶⑼　最大連系電力等

低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で受電する場合は，30分ごとの連系電力の最大値であって，計量器またはその付属装置に計量値が記録される場合の計量器および計量値が記録される付属装置（以下「記録型等計量器」といいます。）により計量される値をいいます。

⑷⑽　最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型等計量器により計量される値をいいます。

⑷⑴　契約使用期間

契約上使用できる期間をいいます。

⑷⑵　発電バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）⑱イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）⑲イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷⑶　需要バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）⑳に定める接続対象計画差対応補給電

力量または31（電力および電力量の算定）㉑に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

㊹　需要抑制バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）㉒に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）㉓に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

㊺　電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

㊻　小　型　機　器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

㊼　動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

㊽　契 約 負 荷 設 備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

㊾　契 約 主 開 閉 器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

㊿　定　期　検　査

電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。

⑸1 定　期　補　修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

⑸2 給　電　指　令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用等について，当社から行なう指令をいいます。

⑸3 昼　間　時　間

毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月30日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

⑸4 夜　間　時　間

昼間時間以外の時間をいいます。

⑸5 貿　易　統　計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

⑸6 離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年１月１日から３月31日までの期間，２月１日から４月30日までの期間，３月１日から５月31日までの期間，４月１日から６月30日までの期間，５月１日から７月31日までの期間，６月１日から８月31日までの期間，７月１日から９月30日までの期間，８月１日から10月31日までの期間，９月１日から11月30日までの期間，10月１日から12月31日までの期間，11月１日から翌年の１月31日までの期間または12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間といたします。）をいいます。

４　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

５　託送供給等に関する取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

６　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

⑴　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑵　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑶　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イまたは20（臨時接続送電サービス）⑵イ㈡を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

⑷　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

⑸　力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑹　料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

7　実　施　細　目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

8　契約の要件

⑴　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術上適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供す

る旨の承諾をすること。

チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。

リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

⑴　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

⑵　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

⑶　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

⑵　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術上適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。

ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）⑶に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）⑷に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。

ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）⑶ロの場合を除き，18（料金）⑶に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。

チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。

リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。

ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発

電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。

なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。

⑶　発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電者が，原則として，18（料金）⑶に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。

ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。

ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。

⑷　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

⑷　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

⑸　⑷によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

⑹　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

⑺　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

⑻　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が30（計量）⑶に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

⑴　受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

⑴　接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

なお，４（代表契約者の選任）により代表契約者を選任されたときは，代表契約者に対するすべての契約者の委任状をあわせて提出していただきます。

(ﾛ)　振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供　給　地　点

e　振替供給の開始希望日

(ﾊ)　発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　予備送電サービスの希望の有無

h　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

⑴　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。

⑵　当社は，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。

ａ　検討を要しない場合

ｂ　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

⑵　供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

⑴　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

⑵　契約電力，契約電流または契約容量

⑶　供給地点における供給電気方式および供給電圧

⑷　負荷設備または主開閉器

㈱　接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

⑶　需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

㈠　需要抑制契約者の名称

㈡　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

㈢　需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

⑷　契約の申込み

契約者は，⑴ロ㈠または㈡の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，⑴ロ㈢の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約

の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）⑴へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）⑵ホに定める要件を満たすことを証明する文書および８（契約の要件）⑵ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）⑷ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の写しの提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の写しの提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行います。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進

機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，⑴の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑷イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

⑴　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

⑵　供給地点における供給電気方式および供給電圧

⑶　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

⑷　契約電力，契約電流または契約容量

⑸　契約受電電力

⑹　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

⑺　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

⑻　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

⑼　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の

名称および販売量の計画値

(ヌ) 連　絡　体　制

(ル) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合の契約使用期間

なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

(イ) 契約者の名称

(ロ) 連　絡　体　制

(ハ) 当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

(ニ) 振替供給の開始希望日

ハ　発電量調整供給の場合

(イ) 発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号

(ロ) 契約受電電力および同時最大受電電力

(ハ) 発電量調整受電計画電力

(ニ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ホ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ヘ) 連　絡　体　制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

⑷　需要抑制契約者の名称

⑷　需要抑制量調整受電計画電力

⑷　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

⑷　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

⑷　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

⑷　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

⑷　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑷イまたはロ

⑷　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

⑷　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

⑷　需要抑制量調整供給の開始希望日

⑷　連　絡　体　制

なお，需要抑制バランシンググループごとの⑷の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑷イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

⑸　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，⑷に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，

当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

⑹ 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

⑺ 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，

当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

⑻ 契約者，発電契約者，発電者および需要者が電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある場合は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，契約者，発電契約者，発電者および需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにし，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

10 契約の成立および契約期間

⑴ 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

⑵ 契約期間は，次によります。

イ 接続供給の場合

⑷　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

⑸　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

⑹　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

⑷　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

⑸　契約期間満了に先だって発電量調整供給契約もしくは系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

⑹　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。

ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需

要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

⑴　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

⑵　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

⑴　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相２線式，交流単相３線式 または交流３相３線式
	高圧または特別高圧	交流３相３線式

⑵　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

⑶　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）および予備送電サービス契約電力に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルト または200ボルト
	50キロワット以上 2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト
	2,000キロワット以上 10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
	50,000キロワット以上	標準電圧　100,000ボルト

予備送電サービス契約電力	50キロワット以上 2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト
	2,000キロワット以上 10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
	50,000キロワット以上	標準電圧　100,000ボルト

⑷　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルト または200ボルト
	50キロワット以上	標準電圧　6,000ボルト

なお，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし，契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社

が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

⑸　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，⑶または⑷に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

⑹　周波数は，標準周波数60ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

⑴　当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。

イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

⑷　居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

ａ　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

ｂ　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

ｃ　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

⑸　居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

⑹　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，⑸に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り⑷に準ずるものといたします。

⑵　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，⑴にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。

⑶　道路その他公共の用に供せられる土地（⑴に定める構内または⑵に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所

といたします。

⑷　⑴に定める１構内，⑴イに定める１建物，⑵に定める隣接する複数の構内または⑶に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，⑴，⑵または⑶にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

⑴　非特例区域等について，⑴，⑵または⑶に準じて発電場所または需要場所を定めること。

⑵　当社が特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合に

は，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

⑴　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき，㈠および㈡の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合または次の１臨時接続送電サービス（㈠および㈡の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

㈠　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

㈡　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

㈢　高圧臨時接続送電サービス

㈣　特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する

場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約するとき。

⑴　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

⑵　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

⑵　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

⑶　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数

ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。

⑷　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，１系統連系受電契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸または⑹に該当する場合で，インバランスリスク

単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。

⑸　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供

給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16 承 諾 の 限 界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ　料　　金

18　料　　金

料金は，次のとおりといたします。

⑴　契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）⑴によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，㈠，㈡，㈢，㈣または㈭に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

㈠　検　　針　　日

㈡　電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または31（電力および電力量の算定）㉕の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

㈢　電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日

㈣　契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，

その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾎ)　31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

(2)　発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3)　発電者に係る料金

イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。

ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。

(ｲ)　検　　針　　日

(ﾛ)　発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾊ)　31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日

ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。

(4)　需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金お

よび需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

⑴　適　用　範　囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

⑵　接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

⑷　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

ａ　新たに接続送電サービスを利用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを利用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを利用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

ｂ　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，

その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ)　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を

定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。

a　接続送電サービス契約電流

⑷　接続送電サービス契約電流は，５アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

⑸　当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。

b　接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

⑹　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，⑷にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

㈡　㈠の適用後１年に満たない場合は，㈡または㈢を適用いたしません。また，㈡または㈢の適用後１年に満たない場合は，㈠を適用いたしません。

㈣　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを利用される場合等で，接続供給の開始日からの１年を通じての最大の負荷で契約することが適当でないと認められるときは，接続供給の開始日から１年間に限り，段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。

ハ　イ㈠により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ㈠によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該不足電力の補給以外の供給分につき，イ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として，当該不足電力の補給の供給分につき，需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該不足電力の補給以外の供給分についてイ㈠に準ずる場合

で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

⑶　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

⑴　電灯定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　契 約 負 荷 設 備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計

といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⑷　電　灯　料　金

ⅰ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	３９円０９銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	７８円１９銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	１５６円３７銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	２３４円５５銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	３９０円９３銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	３９０円９３銭

ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いた

します。

ⅲ　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b)　小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの１機器につき	１１６円７７銭
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	２３３円５３銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき50ボルトアンペアまでごとに	１１６円７７銭

e　そ　の　他

特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ)a(c)，(ﾊ)aまたは(ﾆ)aにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続

送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，⑵イ⑪ｂにより接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

⑹　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

⑹　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，⑹および⑹に該当し，かつ，⑹の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⒜　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　⑵イ⑴により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	２２７円３８銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　⑵イ⑵により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	１６２円２４銭

ただし，⑵イ(ﾛ)ａにより接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	８１円１３銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	２４３円３６銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	７円８７銭

(ﾊ) 電灯時間帯別接続送電サービス

ａ 適 用 範 囲

(ﾛ)ａの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

ｂ 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

ｃ 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサル

サービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⑻　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　⑵イ⑷により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	２２７円３８銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　⑵イ⑸により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	１６２円２４銭

ただし，⑵イ⑸ａにより接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５

アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	８１円１３銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	２４３円３６銭

⑹ 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼 間 時 間

１キロワット時につき	８円２６銭

ⅱ 夜 間 時 間

１キロワット時につき	７円４４銭

㈡ 電灯従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

㈠aの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	１１円５９銭

⑷ 動力標準接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

⑷ 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

⑹ １需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供

給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，⑷に該当し，かつ，⑹の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⑷　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　⑵イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	５７１円４４銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　⑵イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	３７９円２６銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	５円５８銭

(c)　そ　　の　　他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

ｄ　そ　　の　　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

㈥　動力時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

㈤ａの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⑷　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたしま

す。

ⅰ　⑵イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	５７１円４４銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　⑵イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	３７９円２６銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

⑹　電　力　量　料　金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	５円８４銭

ⅱ　夜　間　時　間

１キロワット時につき	５円２９銭

⑹　そ　　の　　他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるとき

は，基本料金のみといたします。

d　そ　　の　　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾄ)　動力従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	１４円９５銭

d　そ　の　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

⑷　高圧標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス

調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⑻　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	５５３円２８銭

⑼　電　力　量　料　金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	２円６１銭

⑵　高圧時間帯別接続送電サービス

ａ　適　用　範　囲

⑴ａの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

ｃ　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⑻　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給

分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	５５３円２８銭

⑹ 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼 間 時 間

１キロワット時につき	２円７９銭

ⅱ 夜 間 時 間

１キロワット時につき	２円４０銭

⑹ 高圧従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

⑴ a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	１１円６８銭

ハ　特別高圧で供給する場合

⑷　特別高圧標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⒜　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当

該電気の使用は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	４８２円０５銭

⑹　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	１円２７銭

⑺　特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

⑴ａの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユ

ニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⒜　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	４８２円０５銭

⒝　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	１円３４銭

ⅱ　夜　間　時　間

１キロワット時につき	１円２１銭

⑷　特別高圧従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

⑴ａの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたもの

とし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	９円１６銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

⑴　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表６（平均力率の算定）によって算定された値といたします。

なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。

⑵　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該不足電力の補給以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該不足電力の補給以外の

供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ　そ　　の　　他

(ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾊ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾆ)　(ﾛ)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ﾎ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を

契約者から提出していただきます。

⑷　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，⑶によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力

ピークシフト電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	４７０円２８銭
	特別高圧で供給する場合	４０９円７５銭

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，

ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

⑴　適　用　範　囲

契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

⑵　臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

⑷　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

ａ　臨時接続送電サービス契約電流

⒜　臨時接続送電サービス契約電流は，40アンペア，50アンペア

または60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

⑹　当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。

b　臨時接続送電サービス契約容量

⑷　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の６キロボルトアンペアにつき	９５パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	８５パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	７５パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	６５パーセント

⑹　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，⑷にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾛ) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a 臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a) 契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	１００パーセント
	次の２台の入力につき	９５パーセント
	上記以外のものの入力につき	９０パーセント

(b) (a)によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	１００パーセント
次の14キロワットにつき	９０パーセント
次の30キロワットにつき	８０パーセント
50キロワットをこえる部分につき	７０パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所における負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

⑶　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

⑴　電灯臨時定額接続送電サービス

ａ　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相

２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	３円４７銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	６円９３銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	６円９３銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	６９円３４銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	６９円３４銭

⑵　電灯臨時接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

⒜　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

⒝　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⒜　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ⒜ⅱにおいて適用される該当基本料金率の10パーセントを割増し

したものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

⑹　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）⑶イ(ﾛ)ｃ(ﾊ)において適用される該当電力量料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。

(ﾊ)　動力臨時定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサル

サービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	９３円８６銭

d　そ　　の　　他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

⑵　動力臨時接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準

燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⒜　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ㈱ｃ⑷ⅱにおいて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

⒝　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）⑶イ㈱ｃ⑵において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

⑴　適　用　範　囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

⑵　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

⑹　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

ａ　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶ロ(ｲ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｂ　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）⑶ロ(ｲ)ｃ(b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

⑷　適　用　範　囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

⑷　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

⑷　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

ａ　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶ハ⑷ｃ⑷に

おいて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）⑶ハ(ｲ)ｃ(b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）⑶ニに準じて適用いたします。

ホ　そ　　の　　他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

⑷　そ　　の　　他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）⑷は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

⑴　適　用　範　囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サー

ビス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧または特別高圧に限ります。）で利用する場合

⑵　予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値（需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を行なう場合は，原則として，当該不足電力の補給の供給分の値を除きます。）とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。

⑶　予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電

力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするための損失補正率で修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	８４円６６銭
	特別高圧で供給する場合	６７円００銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	１０９円００銭
	特別高圧で供給する場合	１０７円５０銭

⑷　力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）⑶ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

⑸　そ　　の　　他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

ハ　契約者または発電契約者が希望される場合は，１受電地点または１

供給地点ごとに予備送電サービスＡと予備送電サービスＢとをあわせて利用することができます。

ニ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，接続供給の場合は，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。

22　系統連系受電サービス

⑴　適　用　範　囲

小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。

⑵　系統連系受電課金対象電力

各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。

(ﾛ)　(ｲ)以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたし

ます。

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ)　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。

(ﾊ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

(ﾆ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ﾎ)　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

⑶　系統連系受電サービス料金

系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。

イ　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。

系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	８５円１０銭

ロ　電　力　量　料　金

電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	２３銭

ハ　系統設備効率化割引

系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。

⑴　適　　用

ａ　系統設備効率化割引Ａ

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所

等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕⑴に定める割引区分Ａ－１，Ａ－２またはＡ－３に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

ｂ　系統設備効率化割引Ｂ

低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕⑴に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

⑵　系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。

ａ　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

⑷　受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴の割引区分Ａ－１の場合	３８円５６銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴の割引区分Ａ－２の場合	７円９３銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴の割引区分Ａ－３の場合	３円９７銭

(b) (a)以外の場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	３８円５６銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	１５円８６銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	７円９３銭

b　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－１の場合	３９円７４銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－２の場合	１６円３６銭

(ハ)　系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は，(2)の系統連系受電課金対象電力に(ロ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。

ニ　そ　の　他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

23　発電量調整受電計画差対応電力

⑴　適　　用

発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）⑸または⑹により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

⑵　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入す

る電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

24 接続対象計画差対応電力

(1) 適　　用

39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 接続対象計画差対応電力

イ 接続対象計画差対応補給電力

(ｲ) 適 用 範 囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ)　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

25　需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1)　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2)　需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあ

てるための電気に適用いたします。

⑵　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に⑵の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

⑶　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

⑴　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

⑵　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に⑶の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

⑶　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

26　給電指令時補給電力

⑴　契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適　用　範　囲

39（給電指令の実施等）⑷により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

⑵　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適　用　範　囲

39（給電指令の実施等）⑸または⑹により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量

の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

28　検　　針　　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

⑴　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。

なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）⑵ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日

は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。

また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合の受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。

⑵　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

⑶　当社は，やむをえない事情のある場合には，⑴にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

⑷　当社は，次の場合には，⑴にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　その他特別の事情がある場合

⑸　⑶の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

⑹　⑷イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

⑺　⑷ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

29　料金の算定期間

⑴　送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型等計量器に記録される日をいいます。）をお知らせしたときは，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または31（電力および電力量の算定）⑵⑸の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

⑵　系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期

間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　高圧または特別高圧で受電する場合で，当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型等計量器に記録される日をいいます。）をお知らせしたときは，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

⑶　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

30　計　　量

⑴　当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ご

とに取り付けた記録型等計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

⑵ 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。

なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。

⑶ 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

31 電力および電力量の算定

⑴ 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定

いたします。

⑵　発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，30分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

⑶　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，⑷の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑷　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。

⑸　接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，⑹の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑹　接続受電電力量

接続受電電力量は，30分ごとの⑿の接続対象計画電力量といたします。

⑺　接続供給電力

接続供給電力は，⑻の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

⑻　接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするための損失補正率で修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）におい

て合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）⑶イ㈠および㈡の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いたものといたします。

⑼　接 続 対 象 電 力

接続対象電力は，⑽の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑽　接続対象電力量

接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零を超える場合は，あらかじめ定めた㈠または㈡により算定された値といたします。

㈠　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値

a　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回る場合

$$\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率(32〔損失率〕に定める損失率といたします。)}}\right\}$$

－需要抑制量調整受電計画電力量

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

$$\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。)}}$$

b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回る場合

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

－需要抑制量調整受電計画電力量

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

⑪ 接続対象計画電力

接続対象計画電力は，⑫の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑫ 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

⑬ 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，⑭の需要抑制量調整受電電力量の値を２

倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑭　需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値

(イ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝０

(ロ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝

$$\text{ベースライン}-\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率}(32\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})}\right\}$$

(ハ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損

失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率(32〔損失率〕に定める損失率といたします。)}} \right\}$$

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

⑮　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，⑯の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑯　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑶のとおりといたします。

⑰　ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ)　⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⑵ 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a 当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b 39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c 39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d 39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

⑵ 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発

電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕⑵ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⑼　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調

整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

b　ファーム電源に対して，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕⑵への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力

量とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

d　39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

e　39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し

引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

⑹ 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対

象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量

－39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

⑲　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実

施し，給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

⑳　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑻にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量

＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

⑵1　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑻にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量

＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

⑵2　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⑭ロを適用している場合で，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\ \frac{\text{接続供給電力量}}{\{1-\text{損失率}(32\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})\}}\ -\text{ベースライン}$$

⑬ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

⑭ 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

⑮ 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準とし

て，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑵6 28（検針日）⑵または⑷の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。

⑵7 15（供給および契約の単位）⑴において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。

⑵8 その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

⑵9 計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表９（電力量の協定）⑶を基準として定め，その値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

32 損　　失　　率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	８．６パーセント
高圧で供給する場合	３．２パーセント
特別高圧で供給する場合	１．３パーセント

33 料 金 の 算 定

⑴　送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合

ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最

大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ホ　29（料金の算定期間）⑴イの場合で，供給側検針期間の日数がその供給側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ヘ　29（料金の算定期間）⑴ロの場合で，供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ト　29（料金の算定期間）⑵イの場合で，受電側検針期間の日数がその受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

チ　29（料金の算定期間）⑵ロの場合で，受電側計量期間の日数がその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

⑵　当社は，⑴ロからチまでの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，⑴ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

$$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，⑴ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

$$1\text{月の該当割引額}\times\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

⑶　⑴ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，⑴ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

⑷　⑴ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，⑴ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

⑸　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

⑹　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力

量の算定）⑵⑸の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの⑵イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，⑸に準ずるものといたします。この場合，⑸にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

⑺　29（料金の算定期間）⑴ロまたは29（料金の算定期間）⑵ロの場合は，⑵イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，供給側計量期間または受電側計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，⑸に準ずるものといたします。この場合，⑸にいう検針日は，計量日といたします。

⑻　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

⑼　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次

により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，⑵イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

⑽　供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，⑵イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

34　支払義務の発生および支払期日

⑴　日程等別料金の支払義務は，18（料金）⑴ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。

⑵　系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）⑶ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。

⑶　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，31（電力および電力量の算定）㉙の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

⑷　⑴の日程等別料金，⑵の系統連系受電サービス料金または⑶の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　55（解約等）⑴により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出し，もしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産，再生，会社更生，特別清算もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受け，または自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合

⑸　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が⑷イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおりといたします。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が⑷イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過

していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が⑷イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が⑷イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が⑷イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお，⑷イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。

⑹　当社は，⑶の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

35　料金その他の支払方法

⑴　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

⑵　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

⑶　発電者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。

なお，支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。

また，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

⑴　発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合

⑵　発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。

⑶　その他当社が必要と認めた場合

ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。

⑴　イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。

⑵　ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。

ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。

ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

⑷　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたしま

す。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

⑸　当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込み等によってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発

電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

36 保　　証　　金

⑴ 契約者の場合は，次によります。

イ 当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときには，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

⑴ 料金の支払いの延滞があった場合

⑵ 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）⑳によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）⑳によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，40（適正契約の保持等）⑶によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

⑶ 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ 契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ 保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ニ 当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた

場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

⑵　発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

⑶　発電者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生

じた場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

⑷　需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

37　連　帯　責　任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金，工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ　供　　給

38　託送供給等の実施

⑴　接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

㈠　契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

㈡　契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社

に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，39（給電指令の実施等）および76（保安等に対する発電者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，契約者および需要者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。

⑵　振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

⑶　発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

⑴　発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

⑵　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（発

電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヘ　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

ト　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知され

た計画の調整を行なうことがあります。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，39（給電指令の実施等）および76（保安等に対する発電者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電契約者および発電者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。

⑷　需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

⑴　需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

⑵　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヘ　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ト　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

39　給電指令の実施等

⑴　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）⑶トにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

⑵　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。この場合，当社は，必要に応じて，契約者，発電契約者，発電者または需要者にお知らせいた

します。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電等を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

⑶　当社は，低圧で受電または供給する場合で，⑵イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によっ

て発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

⑷　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部が中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が，系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

⑸　当社は，発電量調整供給において，⑵イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

⑹　当社は，発電量調整供給において，⑵ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等

が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

⑺　当社は，⑵イ，ロ，ホ，ヘ，トまたは⑶によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，⑵ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または⑵トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット未満となるとき。

⑴　割 引 の 対 象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）⑴イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

⑵　割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

⑶　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合

⑷　割　引　の　対　象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）⑴イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

⑸　割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

⑹　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式により修正したうえで合計いたします。

ａ　発電量調整受電電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H′　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H　＝　制限時間

D　＝　当該受電地点の同時最大受電電力

ｄ　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値

ｂ　発電量調整受電電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

H′　＝　修正時間

H　＝　制限時間

Ａ　＝　制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量（発電者の平常運転時の発電量調整受電電力量の実績等にもとづき算定される推定発電量調整受電電力量といたします。）

Ｂ　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量

ｃ　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

⑻　⑺による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

⑼　当社は，⑵または⑶によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

⑽　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

⑾　当社は，⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲におい

てＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

40　適正契約の保持等

⑴　当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

⑵　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

⑶　当社は，31（電力および電力量の算定）⑳もしくは㉑によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）⑱イもしくは⑲イによって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）⑱ロもしくは⑲ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）㉒もしくは㉓によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）⑰のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

41 契 約 超 過 金

⑴ 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

⑵ 発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ 発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

⑺ 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。

⑻ 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続

送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ)　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。

(ﾊ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量

１キロボルトアンペア

㈡　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア

ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

㈣　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

⑶　契約超過金の支払期日，支払方法等については，次のとおりといたします。

イ　契約者の場合

契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

なお，契約超過金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセントの延滞利息（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）を申し受けます。

ロ　発電者の場合

同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，そ

の系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

なお，契約超過金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセントの延滞利息（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）を申し受けます。

42 力 率 の 保 持

⑴ 低圧で供給する場合

イ 接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ 進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

⑵ 高圧または特別高圧で供給する場合

イ 接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進相用コンデンサの開放により，進み力率とならないようにしていただきます。また，契約者の負担で適当な調整装

置を需要場所に施設していただくことがあります。

ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

⑴　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査

⑵　76（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

⑶　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

⑷　計量器の検針または計量値の確認

⑸　45（託送供給等の停止），53（契約の廃止）または55（解約等）により必要な処置

⑹　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物に係る保安の確認に必要な業務

44　託送供給等にともなう協力

⑴　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

⑵　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，⑴に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

45　託送供給等の停止

⑴　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　62（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

⑵　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の供給設備を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じら

れない場合

⑶　契約者，発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

⑷　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

⑸　⑴から⑷によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力していただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

46　託送供給等の停止の解除

45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

47　託送供給等の停止期間中の料金

45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

48　違　　約　　金

⑴　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　45（託送供給等の停止）⑵ロ，ハまたはニの場合

⑵　⑴の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

⑶　不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

49　損害賠償の免責

⑴　11（託送供給等の開始）⑴によってあらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給を開始できなかった場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。

⑵　39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。

⑶　契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者および需要者が９（検討および契約の申込み）⑻による措置を講じなかったことによって生じた損害については，当社は，その賠償の責めを負いません。

⑷　45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または55（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

⑸　45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が55（解約等）⑴ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

⑹　当社は，その他の事故によって契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。た

だし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。

50 設 備 の 賠 償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

⑴ 修理可能の場合

修 理 費

⑵ 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費の合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

51 契 約 の 変 更

⑴ 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

⑵ 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの⑴による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型等計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に

申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型等計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

⑶　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，当社の供給設備を同一条件で継続して利用されることまたは反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出があるときは，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。

⑷　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

52　名 義 の 変 更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた

契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合で，当社が承諾したときには，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

53 契 約 の 廃 止

⑴ 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

⑵　当社の供給設備を継続して利用されることまたは反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，⑴にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。

⑶　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

⑷　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系

受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

⑸　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

⑴　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

⑷　低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電

サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，aおよびbにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，a，bおよびcに準ずるものといたします。

(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備（高圧で受電または供給する場合で，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分を除きます。）について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契

約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

(ﾊ) 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定された日は，需要場所における受電設備等を新たに設定された日とし，接続送電サービス契約電力を増加された日は，需要場所における受電設備の総容量等を増加された日とし，接続送電サービス契約電力を減少される日は，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる日といたします。

ロ　発電量調整供給の場合

⑷　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合で，新たに施設された当社の供給設備を撤去するときには，当社は，撤去に要する諸工費（諸掛りを含みます。）から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

⑸　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

⑵　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，⑴にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に⑴に準じて精算を行ないます。

⑶　非常変災等やむをえない理由による場合は，⑴にかかわらず精算いたしません。

55　解　　約　　等

⑴　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

㈠　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

㈡　発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。

㈢　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

㈣　料金以外の債務を支払われない場合

㈤　当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者

にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(ｲ) ８（契約の要件）を欠くに至った場合

(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

(ﾄ) その他この約款に反した場合

(2) 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(3) 発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

⑷　発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。

なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

⑸　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が⑴によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

56　契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

57　受電地点，供給地点および施設

⑴　受　電　地　点

イ　電気の受電地点は，当社の電線路または引込線と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の発電設備等が当社の電線路または引込線と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

⑴　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

⑵　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

⑶　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

⑷　59（地中引込線）⑷により地中引込線によって電気を受電する場合

⑸　その他特別の事情がある場合

⑵　供　給　地　点

イ　接続供給の場合

⑴　供給地点は，当社の電線路または引込線と需要者の電気設備との

接続点といたします。

⑵　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　59（地中引込線）⑷により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

⑶　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

⑷　付帯設備（⑶により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設

上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

⑸　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，⑴または⑵に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

58　架 空 引 込 線

⑴　当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

⑵　引込線取付点は，当社の電線路の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

⑶　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

⑷　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設す

る場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

⑸　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

59　地 中 引 込 線

⑴　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは

接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

⑵　⑴により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は，当社の電線路の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

⑶　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

⑷　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，⑴に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵，⑷または70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑵の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

60　連接引込線等

⑴　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

⑵　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電

者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。

62　引込線の接続

当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置変更工事（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける工事を含みます。）およびこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

63　計量器等の取付け

⑴　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器箱および変成器の２次配線ならびに計量器の読みを遠隔検針する場合の通信装置および通信回線等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，次のとおりといたします。ただし，記録型等計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量および最大需要電力等の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は68（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

⑵　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ鍵の提出等

解錠に必要な協力を行なっていただくことがあります。

⑶　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，⑴により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

⑷　当社は，記録型等計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

⑸　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更する場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

⑹　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

64　通信設備の施設

⑴　給電指令上必要な電力保安通信用電話設備は，契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。

⑵　系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

⑶　給電指令上必要な給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は，次のとおりといたします。

イ　給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は，原則として当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，68（受電用

計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。

ロ　給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，発電者または需要者と当社との協議により定めます。

なお，給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所および必要な電源は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

⑷　当社の通信設備と契約者または発電契約者の通信設備との接続点は，原則として発電場所内または需要場所内の地点とし，契約者または発電契約者と当社との協議により定めます。ただし，山間地，離島等の場合，その他特別の事情がある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議により，発電場所または需要場所以外の地点を通信設備の接続点とすることがあります。

⑸　⑷の接続点から当社側の通信設備は，原則として当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

⑹　契約者または発電契約者の希望によって当社の通信設備の位置変更工事をする場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

65　専用供給設備

⑴　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については67（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵または⑷の工事費負担金

を，供給地点への供給設備については70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑵の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ　44（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

⑵　⑴の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位の電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までの電線路を含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電圧の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

⑶　⑵において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

⑷　⑴および⑵において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

⑸　当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，⑴イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，

いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

66　電流制限器等の取付け

⑴　需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

⑵　電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。

⑶　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更する場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者から申し受けます。

Ⅷ　工事費の負担

67　受電地点への供給設備の工事費負担金

⑴　受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別冊に定める標準設計基準による設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

⑵　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑷　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合

b　架空受電側接続設備によって受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合

c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合

d　その他標準設計をこえる設計で受電に必要な供給設備を施設する場合

また，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。

⑸　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）⑵によるものといたします。

⑹　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

a　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額

ただし，この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵イ⑹ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，aにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力１キロワットにつき	１，３２０円００銭

ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）⑵によるものといたします。

⑶　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または64（通信設備の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑷　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，もしくは契約受電電力を増加される場合または受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，⑵イ(ｲ)，(ﾛ)および⑶にかかわらず，その受電の用に供する

ことによって必要となる工事費（⑵イ㈧により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑸　工事費の算定

⑴，⑵，⑶および⑷の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。

㈠　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また，算定にあたっては，次のとおりといたします。

㈡　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

㈧　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額をいいます。）は，工事費に含みません。ただし，架空電線路の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

㈢　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

㈣　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工

事費に含みます。

(ﾍ) 建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り，工事費に含みます。

ロ 発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

なお，(2)イ(ｲ)の標準設計工事費をこえる金額は，実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。

ハ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使　用　孔　数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ニ 当社が特別高圧で受電する電気について，施設後３年以内（その供給設備について法令に定められた検査を要する場合は，その設備の検査合格の日〔仮合格の場合は仮合格の日といたします。〕，その他の場合はその設備の使用開始の日から３年目の同月同日の前日までの期間をいいます。）の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ (2)イ(ﾊ)の場合，施設後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を

除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

⑹　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

⑺　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，⑴，⑵または⑷にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，⑵の場合に準じて算定いたします。

68　受電用計量器等の工事費負担金

⑴　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を

変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑵　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等を取り付けるときには，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

69　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

70　供給地点への供給設備の工事費負担金

⑴　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

⑷　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これに

ともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が無償こう長（架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルといたします。）をこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　分	単　位	金　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	３，４１０円００銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	２７，１７０円００銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

ａ　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

ｂ　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係っ

て単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

⑹　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の⑴の超過こう長は，次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

⑴　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

a　工　　事　　費

⑻　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長 100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧　20,000ボルトで供給する場合	５５０円００銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	１７６円００銭
	標準電圧 100,000ボルトで供給する場合	１１０円００銭

なお，標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。

また，標準電圧20,000ボルト，60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事に要した費用の全額といたします。

(b)　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長 100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧　20,000ボルトで供給する場合	６７１円００銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	５３９円００銭
	標準電圧 100,000ボルトで供給する場合	３３０円００銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

また，標準電圧20,000ボルト，60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事に要した費用の全額といたします。

(c)　スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(b)にかかわらず，次の算式によって算定いたします。

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術上，経済上必要と認めた場合に，原則として３回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の２次側母線

で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

$$\text{工事費相当額}\times\text{工事こう長}\times\frac{1}{100}\times\frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$$

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

⑹の工事費単価×{100ﾊﾟｰｾﾝﾄ＋20ﾊﾟｰｾﾝﾄ×(利用回線数－１)}

b　当 社 負 担 額

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	５，５００円００銭

⑹　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，施設後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ　19（接続送電サービス）⑵ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この⑴の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，それぞれ次の意味で使用いたします。

⑴　供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

⑵　供　給　地　点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

㈠　工　事　こ　う　長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

㈠　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

㈡　契　約　電　力

㈢　契　約　電　流

㈣　契　約　容　量

なお，19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕⑵ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕⑵イ㈠に準じて値を定める場合を含みます。）は，Ⅷ（工事費の負担）の各項におい

て，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

⑵　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

⑴　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

ａ　標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合

ｂ　標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合

ｃ　その他標準設計をこえる設計で供給に必要な供給地点への供給設備を施設する場合

また，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。

⑵　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，ａまたはｂの金額

ａ　標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。

ｂ　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，ａにかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の

工事費を差し引いた金額

⑷　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）⑵によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）⑵ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）⑵によるものといたします。

⑶　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け），64（通信設備の施設）または66（電流制限器等の取付け）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を

新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

⑷　工事費の算定

⑵および⑶の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。

⑴　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また，算定にあたっては，次のとおりといたします。

⑵　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

⑶　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額をいいます。）は，工事費に含みません。ただし，架空電線路の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

⑷　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

⑸　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工

事費に含みます。

(ﾍ) 建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り，工事費に含みます。

(ﾄ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，73（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

なお，(2)イ(ｲ)の標準設計工事費をこえる金額は，実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。

ハ　(2)イ(ｲ)または(ﾛ)ａの場合で，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額または(1)ロ(ｲ)ａに定める工事費単価にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)または(1)ロ(ｲ)ａにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使　用　孔　数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，施設後３年以内の供給設

備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，⑴ロ(ｲ)ａに準じて算定いたします。

ヘ　⑵ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ)　高圧で供給する場合

⑴イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を⑴イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

(ﾛ)　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，⑴ロ(ｲ)ａによって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とを同一支持物に同時に施設するときの予備供給設備の工事費は，⑴ロ(ｲ)ａの該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへの場合を除きます。）は，イおよびロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

⑸　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，

⑴または⑵にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，⑵の場合に準じて算定いたします。

71　工事費負担金の申受けおよび精算

⑴　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお，９（検討および契約の申込み）⑷にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

⑵　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑴にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

⑴　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

⑵　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　67（受電地点への供給設備の工事費負担金），68（受電用計量器等の工事費負担金），69（会社間連系設備の工事費負担金），70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑵（70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴イ⑴に定める超過こう長１メートル当たりの金額または70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴ロ⑴ａに定める工事費単価および70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴ロ⑵にもとづいて算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑶にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

⑴　低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ﾛ)　特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

(3)　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の施設後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を施設したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

(4)　当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の施設後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を施設したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

⑸　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の施設後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を施設したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

⑹　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑴の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

72　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

⑴　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者か

ら申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，調達した資材等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

⑵ 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，調達した資材等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

73 臨 時 工 事 費

⑴ 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，

変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

⑵ 臨時工事費を申し受ける場合は，70（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

⑶ 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

⑷ 臨時工事費の精算は，71（工事費負担金の申受けおよび精算）⑵ロの場合に準ずるものといたします。

74 工事費負担金契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費負担金に関する必要な事項について，工事費負担金契約書を作成いたします。

なお，工事費負担金契約の締結は，工事着手前に行ないます。

Ⅸ　保　　安

75　保 安 の 責 任

当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

76　保安等に対する発電者および需要者の協力

⑴　次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

⑵　発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，⑴に準じて，適当な処置をいたします。

⑶　発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件（発電設備等を含みます。）の設置，変更または修繕工事をされる場合は，あらかじめその内容を当社に通知していただきます。また，物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，すみやかにその内容を当社に

通知していただきます。これらの場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

⑷　当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

77　調　　査

⑴　当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

⑵　調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点　　検

⑶　当社は，⑴の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

78　調査等の委託

⑴　当社は，77（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託すること

があります。

⑵　当社は，⑴によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

79　調査に対する需要者の協力

⑴　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

⑵　当社は，77（調査）⑴により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

80　検査または工事の受託

⑴　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

⑵　⑴の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

⑶　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

⑷　⑶の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

81　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のう

ち次のものは，適用いたしません。

⑴　77（調　　査）

⑵　78（調 査 等 の 委 託）

⑶　79（調査に対する需要者の協力）

⑷　80（検査または工事の受託）

附　　則

附　　則

１　実　施　期　日

この約款は，2024年４月１日から実施いたします。

２　受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず標準電圧3,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合，料金その他の供給条件は，高圧で託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

３　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

⑴に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

⑴　適　用　範　囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され，揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気，揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，㈠および㈡を明確に区分して定めることが可能であること。

ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，㈠および㈡をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

㈠　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

㈡　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

⑵　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ，㈢ｃ，㈣ｃ，㈤ｃ，㈥ｃ，㈦ｃ，ロ㈠ｃ，㈡ｃ，㈢ｃ，ハ㈠ｃ，㈡ｃもしくは㈢ｃまたは20（臨時接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ，㈣ｃ，ロ㈢もしくはハ㈢の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ㈠または㈡により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたしま

す。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）⑷ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

⑴　接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力

＝揚水最大電力等×揚水等損失率＋その他最大電力等

⑵　接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

接続供給課金対象電力量

＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率＋その他接続供給電力量

ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等，揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，

ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ　　の　　他

(ｲ)　19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ)ａに該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ａ，(ﾊ)ａまたは(ﾆ)ａにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ)ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ａにかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ)ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ)ａにかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3)　電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量

＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応

余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量

＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

⑷　計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，⑴イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気，揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，⑴ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

⑸　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた損失補正率によって修正したもの

といたします。

4　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

⑴　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

⑵　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

⑶　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，51（契約の変更）⑵に準じて契約を変更していただくことがあります。

⑷　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した

再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

⑸　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）⑵イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシ

ンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡およびロ㈡にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈡に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，39（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供

給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合，26（給電指令時補給電力）⑵ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ26（給電指令時補給電力）⑵ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

⑴　29（料金の算定期間）

⑵　33（料 金 の 算 定）

⑶　34（支払義務の発生および支払期日）

⑷　35（料金その他の支払方法）

⑸　36（保　　証　　金）

⑹　48（違　　約　　金）

⑺　55（解　　約　　等）

ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは

特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

⑹　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（⑸において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりとい

たします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

⑴　29（料金の算定期間）

⑵　33（料 金 の 算 定）

⑶　34（支払義務の発生および支払期日）

⑷　35（料金その他の支払方法）

⑺　⑴により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

⑴　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

⑵　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）⑴にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は，30（計量）⑴にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型等計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　38（託送供給等の実施）⑶ホは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

⑻　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）⑶ホに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

⑼　その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。

５　離島についての特別措置

⑴　系統連系受電サービス料金

イ　電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は，22（系統連系受電サービス）⑶イにかかわらず，次のとおりといたします。

系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	ロ(イ)に定める離島	７９円５７銭
	ロ(ロ)に定める離島	７９円５３銭

ロ　離　　島

(イ)　特別高圧系統のある離島

対馬島，海栗島，泊島，赤島，沖ノ島，島山島，壱岐島，若宮島，原島，長島，大島，種子島，奄美大島，加計呂麻島，与路島，請島，馬毛島

(ロ)　特別高圧系統のない離島

小呂島，上甑島，中甑島，下甑島，竹島，硫黄島，黒島，口之島，中之島，平島，諏訪之瀬島，悪石島，小宝島，宝島，屋久島，口永良部島，喜界島，徳之島，沖永良部島，与論島

⑵　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）⑵イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）⑴ニまたは⑵ニにかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	４５円６０銭

ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。

⑶　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈠，24（接続対象計画差対応電力）⑵ロ㈠または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈠にかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	１７円７９銭

６　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの損失補正率によって修正したものといたします。

７　記録型等計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

⑴　低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型等計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のと

おりといたします。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型等計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）⑵イ(ﾛ)，(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）⑵イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供

給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）⑵イ⑷によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）⑵イ⑷にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

⑵　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型等計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，高圧または特別高圧で受電する場合の最大連系電力等は，原則として，発電量調整受電電力の最大値といたします。

8　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

⑴　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31（電力および電力量の算定）⑱イおよび⑲イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）⑵イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

⑵　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バ

ランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

９　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，49（損害賠償の免責）⑵にかかわらず，発電契約者のお求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

10　受電地点への供給設備の工事費負担金（電源接続案件募集プロセス）

２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合であって，発電契約者ごとの共用部分の工事費を電源接続案件募集プロセスにおける入札等によって算定するときは，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑹ロにかかわらず，当該入札等において算定された金額を，発電契約者ごとの共用部分の工事費といたします。

11　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合の費用の申受け（電源接続案件募集プロセス）

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等で，発電契約者との間で電源接続案件募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定めるときは，72（供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け）⑵ただし書にかかわらず，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

12　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

⑴　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適　用　範　囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

⑷　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までおよび10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間

⑹　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，12月30日および12月31日の午前８時から午後４時までの

時間

㈠　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

㈠　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

㈡　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）⑵ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）⑵ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）⑵ニの不足電力の補給の供給分につき，契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ㈠ｃ(a)，㈡ｃ(a)，ハ㈠ｃ(a)または㈡ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サー

ビス）⑶ロ(ｲ)ｃ(a)，(ﾛ)ｃ(a)，ハ(ｲ)ｃ(a)または(ﾛ)ｃ(a)に準じて算定いたします。

ホ　そ　　の　　他

(ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

⑵　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）⑷の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日もしくは軽負荷期における平日の昼間時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の昼間時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）⑷にかかわらず，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ)　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ)　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以

外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱いの適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ﾆ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

㈠　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）㈣イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）㈣イにいうロのピークシフト電力は，㈡のピークシフト電力といたします。

㈡　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

㈢　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）㈡ロまたはイ㈡もしくはロ㈡にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需

要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

13　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）⑴にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

14　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）⑵への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が2023年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，26（給電指令時補給電力）⑵ニ，31（電力および電力量の算定）⑱ロおよび⑲ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

15　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

⑴　代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約にお

いては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

⑵　契 約 の 要 件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）⑷イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の⑴および⑵の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

⑴　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

⑵　需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約

款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

⑶　供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕⑭イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差

対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

⑷　料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

⑴　適　　用

発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）⑸もしくは⑹または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

⑵　発電量調整受電計画差対応電力

ａ　発電量調整受電計画差対応補給電力

⑷　適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

⑸　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に⑹の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合

計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b 発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適 用 範 囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ 接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(イ) 適 用

39（給電指令の実施等）⑷または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

⑵　接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

⒜　適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の⑸ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

⒝　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に⒞の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

⒞　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

⒜　適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の⑸ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

⒝　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計

画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(イ) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適 用 範 囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供

給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a)　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(イ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適　用　範　囲

39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補

給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

⑸　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適　用　範　囲

39（給電指令の実施等）⑸もしくは⑹または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

⑸　電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）⑶にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）⑷ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電

気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）⑾にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）⑿にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）⒂にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）⑯にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑶のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，31（電力および電力量の算定）⑰にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の⑴，⑵および⑶によって算定された値

とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

⑴　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⑵　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c　39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発

電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

⑹　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電

力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）⑵への場合の給

電指令等および39（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

d　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画

差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

e　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定め

る出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

⑹ 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力

量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量

－39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，

当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定

いたします。

接続対象計画差対応補給電力量

＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）⑵1にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量

＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）⑵2にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑴4

イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\frac{\text{接続供給電力量}}{\{1-\text{損失率(32〔損失率〕に定める損失率といたします。)}\}}-\text{ベースライン}$$

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）㉓にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所

を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

⑹　託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

⑺　解　　約　　等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）⑴ハ㈠，㈡，㈢または㈣にかか

わらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）⑴を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑵を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑷ロ，ハ，ニもしくはホまたは⑵を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

⑻　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑴にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業

者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

⑴　発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ロにかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，⑷により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

⑷　インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力

量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

㈠　当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）㈤トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

㈡　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，㈠にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）㈥ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

⑼　離島についての特別措置

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，⑷イ(ﾛ)ａ(c)，⑷ロ(ﾛ)ａ(c)，⑷ハ(ﾛ)ａ(c)または⑷ニ(ｲ)ｄもしくは⑷ニ(ﾛ)ｄにかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	４５円６０銭

ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，⑷イ(ﾛ)ｂ(c)，⑷ロ(ﾛ)ｂ(c)または⑷ハ(ﾛ)ｂ(c)にかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	１７円７９銭

⑽　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）⑵への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，⑷ニ(ﾛ)ｄ，⑸チおよび⑸リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

⑾　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

16　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

⑴　当社は，39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）⑾にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

⑵　当社は，39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）⑾にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設

備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

⑶　当社は，39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）⑾にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

17　系統連系受電サービス等についての特別措置

⑴　発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）⑵ロおよびハならびに41（契約超過金）⑵ロおよびハに準じて定めます。

なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）⑵ロおよび41（契約超過

金）⑵ロに定める契約受電電力の比とみなします。

また，発電場所がイ⑵ハに該当する場合，22（系統連系受電サービス）⑶イの基本料金および22（系統連系受電サービス）⑶ハ⑵ハの系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，１月においてイ⑵ハにおける当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。

イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

⑴　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

⑵　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

⑶　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

ロ　イ⑴，⑵または⑶に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマ

ス発電設備のとき。

当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑻イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

⑵ ⑴の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。

なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。

また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

⑶ 発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置し

ている場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が，⑴イ㈠またはロ〔⑴イ㈠に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型等計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。

22（系統連系受電サービス）⑶に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）⑵に定める契約超過金は申し受けません。

ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型等計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。

㈠　22（系統連系受電サービス）⑵イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

㈡　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の

接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。

a　41（契約超過金）⑵イ⑷またはロ⑷における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

b　41（契約超過金）⑵イ⑸またはロ⑸における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。

⑷　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適　用　範　囲

原則として，2024年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。

ロ　系統連系受電サービス料金等

22（系統連系受電サービス）⑶に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）⑵に定める契約超過金は申し受けません。

なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，⑷，⑸または⑹により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。

⑷　系統連系受電課金対象電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外

の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑻イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

⑵　発電量調整受電電力量

a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）⑴ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑺ハもしくは⑻イに準じて算定いたします。

b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）⑴ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑺ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。

なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。

⑹　契約超過受電電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

⒜　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力

等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

b イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

(5) 揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）(3)

ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。

イ　発電設備が⑷イに定める適用範囲に該当する場合

22（系統連系受電サービス）⑶に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）⑵に定める契約超過金を申し受けません。

ロ　発電設備が⑷イに定める適用範囲に該当しない場合

発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）⑶ロに定める電力量料金を申し受けます。

⑹　発電設備等に係る供給地点において電気最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。

イ　18（料金）⑶ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。

ロ　22（系統連系受電サービス）⑵における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）⑵における契約超過受電電力の算定上，次のとおりといたします。

⑴　当社との電気の需給契約において，定額電灯，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア未満の場合に限ります。）または農事用電灯が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。

⑵　当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱い

ます。

⑹　当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給契約における契約電流を接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流とみなし，当社との電気の需給契約における契約容量を接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量とみなし，当社との電気の需給契約における臨時電灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。

ハ　39（給電指令の実施等）⑺において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。

ニ　53（契約の廃止）⑷または55（解約等）⑸において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。

⑺　2024年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。

イ　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

	市町村
福岡県	福岡市，大牟田市，久留米市，直方市，飯塚市，田川市， 柳川市，筑後市，大川市，行橋市，中間市，小郡市， 筑紫野市，春日市，大野城市，宗像市，太宰府市， 古賀市，福津市，宮若市，朝倉市，那珂川市，宇美町， 篠栗町，志免町，須恵町，新宮町，久山町，粕屋町， 芦屋町，水巻町，岡垣町，遠賀町，小竹町，鞍手町， 桂川町，筑前町，大刀洗町，大木町，広川町，糸田町， 川崎町，福智町，吉富町
佐賀県	佐賀市，鳥栖市，伊万里市，小城市，吉野ヶ里町， 基山町，上峰町，みやき町，玄海町，大町町，江北町
長崎県	長崎市，島原市，諫早市，大村市，長与町，時津町， 川棚町，佐々町
大分県	別府市，津久見市
熊本県	熊本市，荒尾市，玉名市，宇土市，合志市，南関町， 長洲町，大津町，菊陽町，嘉島町，益城町
宮崎県	宮崎市，日向市，国富町，高鍋町，新富町
鹿児島県	鹿児島市

ロ　受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）⑶ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）⑶ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）⑶ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）⑶ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）⑶ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）⑶ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合

の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡にかかわらず，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

18　2025年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置

この約款の実施期日から2025年３月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，39（給電指令の実施等）⑼または⑽にかかわらず，次のとおりといたします。

⑴　当社は，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハ，トまたは⑶によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

㈠　割 引 の 対 象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）⑴イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

㈡　割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

⑹　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

⑴　割 引 の 対 象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）⑴イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

⑵　割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

⑹　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式により修正したうえで合計いたします。

ａ　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H′ ＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H　＝　制限時間

Ｄ　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

ｄ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

ｂ　接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

Ｈ′＝　修正時間

Ｈ　＝　制限時間

Ａ　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。）

Ｂ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

⑵　⑴による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

⑶　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，⑴および⑵に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

19　料金についての切替措置

2024年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。

なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における2024年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

別　　表

別　　表

1　契約設備電力の算定

⑴　契約設備電力は，原則として，電流制限器等または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

イ　電流制限器等による場合

入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）＝制限される電流（ｱﾝﾍﾟｱ）または電流制限器等の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）×100ﾎﾞﾙﾄ× $\frac{1}{1,000}$

ロ　主開閉器による場合

別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

⑵　⑴によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

２　系統設備効率化割引の対象変電所等

⑴　系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割引区分	割引対象変電所等
Ａ－１	槻田系統開閉所，西谷変電所，北九州変電所， 到津変電所，上津役変電所，住吉変電所，赤坂変電所， 久留米変電所，南福岡変電所，古賀変電所， 東福岡変電所，長崎変電所，諫早変電所
Ａ－２	門司変電所，若松変電所，西福岡変電所，脊振変電所， 三池変電所，筑豊変電所，山家変電所，伊都変電所， 中央変電所，木佐木変電所，苅田変電所， 南苅田系統開閉所，北佐賀変電所，鳥栖変電所， 武雄変電所，東佐世保変電所，北熊本変電所
Ａ－３	東豊前変電所，豊前変電所，唐津変電所， 西九州変電所，西佐世保変電所，北長崎変電所， 南熊本変電所，緑川変電所，弓削変電所， 中九州変電所，熊本変電所
Ｂ－１	砂津変電所，堺町変電所，三郎丸変電所，小倉変電所， 旦過変電所，徳力変電所，横代変電所，前田変電所， 黒崎変電所，穴生変電所，上津役変電所，藤田変電所， 香椎変電所，箱崎変電所，多の津変電所， アイランドシティ変電所，前松原変電所，東浜変電所， 中洲変電所，板付変電所，土居町変電所，住吉変電所， 簑島変電所，竹下変電所，西春変電所，千代変電所， 堅粕変電所，古門戸変電所，須崎変電所，天神変電所， 大濠変電所，那の川変電所，今泉変電所， 渡辺通変電所，荒戸変電所，中尾変電所， 西福岡変電所，井尻変電所，野間変電所，姪浜変電所， 七隈変電所，長尾変電所，福陵変電所，西新変電所， 重留変電所，京町変電所，千本杉変電所， 久留米変電所，東町変電所，原古賀変電所， 原田変電所，白木原変電所，太宰府変電所， 篠栗変電所，志免変電所，亀山変電所，東福岡変電所， 長者原変電所，神辺変電所，丸山変電所， 宮ノ下変電所，新地変電所，厳原変電所， 佐須奈発電所，芦辺発電所，郷ノ浦変電所， 大分変電所，上野変電所，金池変電所，寒田変電所， 大江変電所，銀座橋変電所，慶徳変電所， 保田窪変電所，神水変電所，江津変電所，御領変電所， 新住用川発電所，名瀬発電所，中種子変電所， 古仁屋変電所

割引区分	割引対象変電所等
Ｂ－２	錦町変電所，大里変電所，めかり変電所，原町変電所， 洞海変電所，東畑変電所，戸畑変電所，大門変電所， 金鶏町変電所，港町変電所，井堀変電所， 三萩野変電所，曽根変電所，貫変電所，香月変電所， 折尾変電所，浅川変電所，塩屋変電所，和白変電所， 箱崎浜変電所，壱岐変電所，今宿変電所，浜田変電所， 嘉穂変電所，大渕変電所，通谷変電所，二日市変電所， 上白水変電所，平田台変電所，古賀変電所， 久保変電所，新宮変電所，若久変電所，神野変電所， 大財変電所，高木瀬変電所，松原変電所，鍋島変電所， 元石変電所，銭座変電所，賑橋変電所，浦上変電所， 富士見変電所，花丘変電所，矢上変電所，大野変電所， 大久保変電所，佐世保変電所，熊野変電所， 日宇変電所，諫早変電所，豊玉発電所，久賀変電所， 長与変電所，川棚変電所，小値賀変電所， 阿瀬津変電所，奈良尾変電所，王子変電所， 鶴崎変電所，中島変電所，日岡変電所，岡川変電所， 寿町変電所，別府変電所，田の湯変電所，石垣変電所， 下筌変電所，大山変電所，臼杵変電所，津久見変電所， 大岳変電所，日吉変電所，新町変電所，坪井変電所， 花畑変電所，健軍変電所，池田変電所，近見変電所， 弓削変電所，八代変電所，田迎変電所，清水変電所， 青葉変電所，旭変電所，恒富変電所，城山変電所， 田上変電所，鹿児島変電所，清滝変電所，名山変電所， 谷山変電所，鴨池変電所，永田変電所，天文館変電所， 紫原変電所，新種子島発電所，竜郷変電所

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として2028年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

⑵　系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ　⑴の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）⑴により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として2028年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

また，2024年３月31日までに発電量調整供給契約を締結している発

電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ　⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ　⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，⑴の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）⑶ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ　2024年４月１日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）⑶ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－１	Ａ－１，Ａ－２，Ａ－３または割引対象外	Ａ－１
Ａ－２	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２，Ａ－３または割引対象外	Ａ－２
Ａ－３	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２	Ａ－２
	Ａ－３または割引対象外	Ａ－３
Ｂ－１	Ｂ－１，Ｂ－２または割引対象外	Ｂ－１
Ｂ－２	Ｂ－１	Ｂ－１
	Ｂ－２または割引対象外	Ｂ－２

３　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）⑵イ(ﾛ)ｂもしくは(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）⑵イ(ｲ)ｂ(b)もしくは(ﾛ)ｂの場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

⑴　供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）} \times \text{電圧（ﾎﾞﾙﾄ）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

⑵　供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

契約主開閉器の定格電流(ｱﾝﾍﾟｱ)×電圧(ﾎﾞﾙﾄ)×1.732×$\frac{1}{1,000}$

4　負荷設備の入力換算容量

⑴　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
高　力　率　型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低　力　率　型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

ロ　ネ オ ン 管 灯

２次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換　算　容　量		
	入　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高 力 率 型	低 力 率 型	
３,０００	３０	８０	３０
６,０００	６０	１５０	６０
９,０００	１００	２２０	１００
１２,０００	１４０	３００	１４０
１５,０００	１８０	３５０	１８０

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換　　算　　容　　量	
	入　力（ボルトアンペア）	入　力（ワット）
９９９以下	４０	４０
１,１４９以下	６０	６０
１,５５６以下	７０	７０
１,７５９以下	８０	８０
２,３６８以下	１００	１００

ニ　水　　銀　　灯

出力（ワット）	換　　算　　容　　量		
	入　　力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高 力 率 型	低 力 率 型	
４０以下	６０	１３０	５０
６０以下	８０	１７０	７０
８０以下	１００	１９０	９０
１００以下	１５０	２００	１３０
１２５以下	１６０	２９０	１４５
２００以下	２５０	４００	２３０
２５０以下	３００	５００	２７０
３００以下	３５０	５５０	３２５
４００以下	５００	７５０	４３５
７００以下	８００	１,２００	７３５
１,０００以下	１,２００	１,７５０	１,００５

⑵ 誘 導 電 動 機

イ　単相誘導電動機

⑴　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

⑵　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ﾜｯﾄ）	換　　算　　容　　量		
	入　　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入　　力（ﾜｯﾄ）
	高 力 率 型	低 力 率 型	
３５以下	――	１６０	出力（ﾜｯﾄ）×133.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ
４５以下	――	１８０	
６５以下	――	２３０	
１００以下	２５０	３５０	
２００以下	４００	５５０	
４００以下	６００	８５０	
５５０以下	９００	１，２００	
７５０以下	１，０００	１，４００	

ロ　３相誘導電動機

換算容量（入力〔キロワット〕）
出力（馬力）　×　９３．３パーセント
出力（ｷﾛﾜｯﾄ）×１２５．０パーセント

⑶　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか

大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量（入力）（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格１次最大入力（キロボルトアンペア）の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過 30ミリアンペア以下	1．5
		30ミリアンペア超過 50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過 100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過 200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過 300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過 500ミリアンペア以下	7．5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	１０
	95キロボルトピーク超過 100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過 300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過 500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	１３．５
	100キロボルトピーク超過 125キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	9．5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	１６
	125キロボルトピーク超過 150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	１１
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	１９．５
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量 0.75マイクロファラッド以下		1
	0.75マイクロファラッド超過 1.5マイクロファラッド以下		2
	1.5マイクロファラッド超過 ３マイクロファラッド以下		3

⑷　電 気 溶 接 機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝最大定格１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント

ロ　イ以外の場合

入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝実測した１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント

⑸　そ　　の　　他

イ　⑴，⑵，⑶および⑷によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

５　離島ユニバーサルサービス調整

⑴　離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ　離島平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島平均燃料価格は，100円単位とし，100円未満の端数は，10円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格＝Ａ×α＋Ｂ×β＋Ｃ×γ

Ａ＝各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格

Ｂ＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均液化天然ガス価格

Ｃ＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格

α＝1.0000

β＝0.0000

γ＝0.0000

なお，各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格，１トン当たりの平均液化天然ガス価格および１トン当たりの平均石炭価格の単位は，１円とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ロ　離島基準燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300円といたします。

ハ　離島調整上限燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000円といたします。

ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，１銭とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑴　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

離島ユニバーサルサービス調整単価＝

$$(\text{離島基準燃料価格}-\text{離島平均燃料価格}) \times \frac{\text{⑵の離島基準単価}}{1,000}$$

㈺　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合

離島ユニバーサルサービス調整単価＝

$$(\text{離島平均燃料価格}-\text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{⑵の離島基準単価}}{1,000}$$

㈻　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合

離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。

離島ユニバーサルサービス調整単価＝

$$(\text{離島調整上限燃料価格}-\text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{⑵の離島基準単価}}{1,000}$$

ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に係る電気に適用いたします。

㈠　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，㈺，㈻および㈬の場合を除き，次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス 調整単価適用期間
毎年１月１日から３月31日までの期間	その年の５月の検針日から６月の検針日の前日までの期間
毎年２月１日から４月30日までの期間	その年の６月の検針日から７月の検針日の前日までの期間
毎年３月１日から５月31日までの期間	その年の７月の検針日から８月の検針日の前日までの期間
毎年４月１日から６月30日までの期間	その年の８月の検針日から９月の検針日の前日までの期間
毎年５月１日から７月31日までの期間	その年の９月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年６月１日から８月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年７月１日から９月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年８月１日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の１月の検針日の前日までの期間
毎年９月１日から11月30日までの期間	翌年の１月の検針日から２月の検針日の前日までの期間
毎年10月１日から12月31日までの期間	翌年の２月の検針日から３月の検針日の前日までの期間
毎年11月１日から翌年の１月31日までの期間	翌年の３月の検針日から４月の検針日の前日までの期間
毎年12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間）	翌年の４月の検針日から５月の検針日の前日までの期間

(ﾛ) 記録型等計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ﾊ) 定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期

間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，㈠にいう検針日は，応当日といたします。

㈡　検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，㈠に準ずるものといたします。この場合，㈠にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。

ヘ　離島ユニバーサルサービス調整額

㈠　定額制供給の場合

ａ　電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

ｂ　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

㈡　従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は，その１月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

⑵　離島基準単価

離島基準単価は，離島平均燃料価格が1,000円変動した場合の値といたします。

イ　定額制供給の場合

㈠　電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりと

いたします。

電灯	10ワットまでの１灯につき	１銭３厘
	10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	２銭５厘
	20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	５銭２厘
	40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	７銭７厘
	60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	１２銭９厘
	100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	１２銭９厘
小型機器	50ボルトアンペアまでの１機器につき	３銭９厘
	50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	７銭７厘
	100ボルトアンペアをこえる１機器につき50ボルトアンペアまでごとに	３銭９厘

⑵　電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	１厘
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	２厘
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	２厘
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	２銭１厘
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	２銭１厘

⑶　動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	２銭２厘

ロ　従量制供給の場合

離島基準単価は，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	３厘

⑶　離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は，⑴イの各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格，１トン当たりの平均液化天然ガス価格，１トン当たりの平均石炭価格および⑴ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

６　平均力率の算定

⑴　平均力率は，無効電力量を有効電力量で除してえた値（端数は，小数点以下第５位で四捨五入いたします。）に応じて，次のとおりといたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

無効電力量／有効電力量の値		平均力率(パーセント)	無効電力量／有効電力量の値		平均力率(パーセント)
から	まで		から	まで	
0.0000	0.1004	１００	1.0061	1.0345	７０
0.1005	0.1752	９９	1.0346	1.0636	６９
0.1753	0.2279	９８	1.0637	1.0931	６８
0.2280	0.2718	９７	1.0932	1.1231	６７
0.2719	0.3106	９６	1.1232	1.1536	６６
0.3107	0.3461	９５	1.1537	1.1848	６５
0.3462	0.3793	９４	1.1849	1.2166	６４
0.3794	0.4108	９３	1.2167	1.2490	６３
0.4109	0.4409	９２	1.2491	1.2822	６２
0.4410	0.4701	９１	1.2823	1.3161	６１
0.4702	0.4984	９０	1.3162	1.3508	６０
0.4985	0.5261	８９	1.3509	1.3864	５９
0.5262	0.5533	８８	1.3865	1.4229	５８
0.5534	0.5801	８７	1.4230	1.4603	５７
0.5802	0.6066	８６	1.4604	1.4988	５６
0.6067	0.6329	８５	1.4989	1.5384	５５
0.6330	0.6590	８４	1.5385	1.5792	５４
0.6591	0.6850	８３	1.5793	1.6211	５３
0.6851	0.7110	８２	1.6212	1.6644	５２
0.7111	0.7370	８１	1.6645	1.7091	５１
0.7371	0.7630	８０	1.7092	1.7554	５０
0.7631	0.7892	７９	1.7555	1.8031	４９
0.7893	0.8154	７８	1.8032	1.8526	４８
0.8155	0.8419	７７	1.8527	1.9039	４７
0.8420	0.8685	７６	1.9040	1.9571	４６
0.8686	0.8954	７５	1.9572	2.0124	４５
0.8955	0.9225	７４	2.0125	2.0700	４４
0.9226	0.9500	７３	2.0701	2.1299	４３
0.9501	0.9778	７２	2.1300	2.1923	４２
0.9779	1.0060	７１	2.1924	2.2576	４１

無効電力量／有効電力量の値		平均力率(パーセント)	無効電力量／有効電力量の値		平均力率(パーセント)
から	まで		から	まで	
2.2577	2.3258	４０	5.0299	5.3121	１９
2.3259	2.3972	３９	5.3122	5.6261	１８
2.3973	2.4721	３８	5.6262	5.9775	１７
2.4722	2.5507	３７	5.9776	6.3736	１６
2.5508	2.6334	３６	6.3737	6.8237	１５
2.6335	2.7206	３５	6.8238	7.3396	１４
2.7207	2.8126	３４	7.3397	7.9373	１３
2.8127	2.9099	３３	7.9374	8.6380	１２
2.9100	3.0130	３２	8.6381	9.4712	１１
3.0131	3.1225	３１	9.4713	10.4787	１０
3.1226	3.2390	３０	10.4788	11.7221	９
3.2391	3.3633	２９	11.7222	13.2958	８
3.3634	3.4962	２８	13.2959	15.3521	７
3.4963	3.6389	２７	15.3522	18.1543	６
3.6390	3.7919	２６	18.1544	22.1997	５
3.7920	3.9572	２５	22.1998	28.5539	４
3.9573	4.1362	２４	28.5540	39.9875	３
4.1363	4.3305	２３	39.9876	66.6667	２
4.3306	4.5424	２２	66.6668	199.9975	１
4.5425	4.7744	２１	199.9976	∞	
4.7745	5.0298	２０			

なお，平均力率は，次の算式によって算定された値によるものといたします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

⑵ 有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの損失補正率によって修正したものといたします。

7　契約負荷設備の総容量の算定

⑴　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に，電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次の⑵によって算定した値を加えたものといたします。

⑵　差込口に接続される電気機器の容量が確定していない場合は，次によって算定された値を，契約負荷設備の総容量といたします。

イ　住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

1差込口につき　　50ボルトアンペア

ロ　イ以外の場合

1差込口につき　100ボルトアンペア

8　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

⑴　発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合は，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

発電バランシンググループごとの発電計画

＝みなし発電計画の値

$$\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バﾗﾝｼﾝｸﾞｸﾞﾙｰﾌﾟごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

⑵　接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約

定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合は，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

⑶　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

⑴　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

㈡　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，㈠以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の㈠または㈡に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの31（電力および電力量の算定）⑭イ㈡および㈢の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画

＝みなし需要抑制計画の値

$$\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

㈠　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

㈡　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回る場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた

値

９　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

⑴　定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）⑴イ，ロ，ニまたはホの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における3月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

⑵　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数にそれぞれの契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

⑴　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

⑵　前3月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ)　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ)　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3)　(1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4)　発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第１年度,
第２年度)</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="4">―</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第１年度,
第２年度)</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td>―</td><td>―</td><td colspan="3">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注６）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第１年度,
第２年度)</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30分ごとの値</td></tr>
</table>

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

⑴　照明用電気機器

イ　け　い　光　灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	管灯の定格消費電力 (ﾜｯﾄ)	コンデンサ取付容量 (ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)
１００	１０ １５ ２０ ３０ ４０	３．５ ４．５ ５．５ ９ １４
２００	４０ ６０ ８０ １００	３．５ ４．５ ５．５ ７

ロ　ネ オ ン 管 灯

２　次　電　圧（ﾎﾞﾙﾄ）	コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）
３，０００	２０
６，０００	３０
９，０００	５０
１２，０００	５０
１５，０００	７５

ハ　水　　銀　　灯

出　　力 （ﾜｯﾄ）	コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	
	１００ﾎﾞﾙﾄ	２００ﾎﾞﾙﾄ
４０以下	２０	４．５
６０以下	３０	７
８０以下	４０	９
１００以下	５０	９
１２５以下	５０	９
２００以下	７５	１１
２５０以下	７５	１５
３００以下	１００	２０
４００以下	１５０	３０
７００以下	２５０	５０
１，０００以下	３５０	７５

⑵　誘 導 電 動 機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

⑴　単相誘導電動機

電動機定格出力（ｷﾛﾜｯﾄ）		0.1	0.2	0.25	0.4	0.55	0.75
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	使用電圧100ﾎﾞﾙﾄ	50	50	75	75	75	100
	使用電圧200ﾎﾞﾙﾄ	20	20	20	30	30	40

⑵　３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

ａ　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	２極	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	４極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	６極	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量(ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

⑶　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量(ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

⑷　そ　の　他

⑴，⑵および⑶によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

託送供給等約款別冊
標準設計基準

2024年４月１日 実施

九州電力送配電株式会社

託送供給等約款別冊　標準設計基準

目　　次

１　目　　的　……　1

２　単　位　等　……　1

３　低圧または高圧電線路　……　2

４　特別高圧電線路　……　9

５　高圧変電設備　……　16

６　特別高圧変電設備　……　17

７　電力保安通信設備　……　19

1　目　　的

⑴　この標準設計基準（以下「この基準」といいます。）は，託送供給等約款Ⅷ（工事費の負担）に規定する工事費の算定に適用いたします。

この基準に定めのない事項については，法令で定める電気設備に関する技術基準，その他の法令，当社の設計基準等にもとづき技術上適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

⑵　地形上その他周囲の状況から，この基準によりがたい場合で特別な施設を要する場合は，⑴にかかわらず技術上適当と認められる特殊な設計によることができるものとし，その設計を標準設計といたします。

⑶　材料および機器の規格は，日本産業規格，電力用規格等の規格に準じます。

2　単　　位　　等

単位等は次の記号で表示いたします。

単　　位　　等	記　　号
ボルト	Ｖ
キロボルト	ｋＶ
アンペア	Ａ
キロメートル	ｋｍ
メートル	ｍ
ミリメートル	㎜
平方ミリメートル	mm^2
ミリグラム	㎎
パーセント	％

3　低圧または高圧電線路

⑴　一　般　基　準

イ　電圧降下の許容限度

低圧または高圧電線路における電圧降下の許容限度の標準は，次のとおりといたします。この場合，電線路は，受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発変電所の引出口または供給用変圧器の引出側端子までといたします。

公　称　電　圧（Ｖ）	低　圧		高　圧
	１００	２００	６，６００
電圧降下許容限度（Ｖ）	６	２０	６００

ロ　経　過　地　等

低圧または高圧電線路の起点，分岐点の位置および経過地は，将来の見通し，用地および環境面，工事および保守面ならびに経済性等を考慮して選定いたします。

ハ　電線路の種類

低圧または高圧電線路の種類は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，地中電線路またはその他の方法によります。

⑵　架　空　電　線　路

イ　電線路の施設

⑴　低圧または高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替え等のうち，技術上困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

⑵　高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といたします。

ロ　支持物の種類

⑴　低圧または高圧架空電線路の支持物は，原則としてコンクリート柱または複合柱といたします。

なお，当社は，法令にしたがって，また，その地域に施設されている供給設備の状況を考慮して，技術上，経済上適当なものを選定いたします。

⑵　低圧または高圧架空電線路の支持物にコンクリート柱または複合柱を使用することが技術上，経済上適当でない場合は，他の支持物を使用いたします。

ハ　標　準　径　間

低圧または高圧架空電線路の標準径間は，次によります。ただし，地理的条件，土地の状況等により標準径間で電線路を構築できない場合は，これ以外の径間で施設する場合があります。

施設地域	標準径間（m）
市　街　地	４０
そ　の　他	５０

ニ　支持物の長さ

低圧または高圧架空電線路の支持物の長さは，次によります。ただし，土地の状況上やむをえない場合，道路を横断する電線路を支持する場合，樹木，建造物，他の電線路等の工作物との離隔距離をとる場合，当該支持物に変圧器を取り付ける場合等は，この長さ以外のものを用いることがあります。

施 設 地 域	低圧（m）	高圧（m）	低高圧併架(m)
市　　街　　地	9	１０	１２
そ　　の　　他	9	9	１０

ホ　装　　柱

⑴　低圧架空電線路の装柱は垂直配列といたします。ただし，技術上，保守上適当でない場合および低圧単独線路については水平配列とすることがあります。

⑵　高圧架空電線路の装柱は水平配列といたします。ただし，技術上，保守上適当でない場合は垂直配列とすることがあります。

⑶　水平配列をする場合のアームは軽量腕金，垂直配列をする場合のアームは，低圧架空電線路はラック金物等，高圧架空電線路は高圧直付金物等を使用いたします。

ヘ　支線および支柱

低圧または高圧架空電線路の支持物強度の一部を分担するため，支線および支柱を施設いたします。ただし，支線には，土地の状況により，支線柱を使用することがあります。

ト　が　　い　　し

低圧または高圧架空電線路で使用するがいしは，次によります。

		通　　り　　用	引　　留　　用
低圧	低　圧　線	低圧ピンがいし 低圧引留がいし	低圧引留がいし
	引　込　線	低圧ピンがいし，低圧引留がいし，ＤＶがいし等	
高　圧　線		高圧中実がいし 限流ｱｰｸﾎｰﾝ付通りがいし	高圧耐張がいし 限流ｱｰｸﾎｰﾝ付引留がいし

チ　電線の種類および太さ

⑴　低圧または高圧架空電線および高圧架空引込線には，アルミ線を

使用し，また，低圧引込線には硬銅線を使用いたします。ただし，技術上，経済上不適当な場合は，他の適当な材質のものを使用いたします。

(ﾛ) 低圧または高圧架空電線および架空引込線には，絶縁電線を使用いたします。ただし，低圧架空電線の中性線等の感電のおそれがない箇所および，高圧架空電線の海峡横断箇所等の人が容易に立ち入らない長径間箇所においては，裸電線を使用することがあります。

(ﾊ) 電線の太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下および機械的強度を考慮して，かつ，法令上の制限にしたがって，適用する電線の種類および最低電線サイズは第１表によるものとし，適用する電線サイズは第２表から選定いたします。

（第１表）

	絶縁電線		裸アルミ線
	アルミ線	硬銅線	
低　圧　電　線	25mm^{2}以上	——	——
高　圧　電　線	25mm^{2}以上	——	120mm^{2}以上
低圧架空引込線	——	2.6mm以上	——
高圧架空引込線	25mm^{2}以上	——	——

（第２表）

電線種類および太さ		連続許容電流（A）					裸電線
		ＯＣ電線	ＯＥ電線	ＯＷ電線	ＤＶ電線		
					導体２	導体３	
硬銅線	2.6mm	－	－	－	３８	３４	－
	3.2〃	－	－	－	５０	４４	－
	14mm^2	－	－	－	７０	６２	－
	22〃	－	－	－	９２	８０	－
	38〃	－	－	１５３	１３０	１１３	－
	60〃	－	－	２０６	１７４	１５２	－
	100〃	－	－	２８３	２３８	２０９	－
アルミ線	25〃	－	１０７	９０	－	－	１３５
	58〃	－	１７７	１４５	－	－	２２５
	120〃	－	２７１	２２０	－	－	４００
	200〃	４７３	－	－	－	－	５４０
	400〃	７２３	－	－	－	－	８５０

リ　柱上変圧器の種類と容量

㈠　柱上変圧器の種類

柱上変圧器の種類は，単相変圧器または一体形変圧器とし，既設供給設備の状況等を考慮して，技術上，経済上最も適当なものを選定いたします。

㈡　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，次の中から，技術上，経済上必要最小のものを選定いたします。

区　　分	変 圧 器 容 量 （ｋＶＡ）
単　　相	10，20，30，50，100
一　体　形	20＋10，30＋20，50＋30，100＋50

ヌ　電力用変圧器の結線

３相電力負荷に対しては，単相変圧器２台または一体形変圧器（単相変圧器２台を内蔵）１台を用いてＶ結線により使用いたします。ただし，技術上，経済上適当と認められる場合は，単相変圧器３台を用いてΔ結線により使用いたします。

ル　変圧器の１次側開閉器

変圧器の１次側には保護用として，カットアウトを取り付けます。

ヲ　線路用区分開閉器の取付け

高圧架空電線路の保守上必要な箇所には，開閉器を施設いたします。

ワ　耐　雷　施　設

架空電線路には，避雷器，架空地線等の耐雷上必要な施設を設置いたします。

カ　特殊地域の施設

塩害，じん害，ガス害等の発生のおそれがある地域，または地盤軟弱，強風地域に施設する架空電線路には，塩害，じん害，ガス害，地盤軟弱，強風等に耐える構造のものを使用いたします。

ヨ　低圧または高圧架空引込線のこう長

低圧または高圧架空引込線のこう長は，50ｍ以下といたします。ただし，低圧架空引込線のこう長は途中に支持物がある場合は，60ｍ以下といたします。

タ　引込直付金物および引込用アームの取付け

引込直付金物および引込用アームの取付けは，次によります。

⑴　引込線がある箇所は，引込直付金物を使用いたします。

なお，低圧ラック金物および変圧器が施設されている場合は，それぞれの下部に取り付けます。

(ﾛ) 次の場合は，引込直付金物にかえて引込用アームを使用いたします。

a　昇降柱経路が確保できない場合

b　ＯＷ引込線がある場合

c　引込柱の同一箇所からの引込線数が３を超過する場合

d　引込幹線と分岐用電線の圧縮接続箇所が多く，引込幹線の縁廻りが過大となって輻輳する場合

(3) 地 中 電 線 路

イ　電線路の施設

低圧または高圧地中電線路の施設方法は，管路式といたします。ただし，次の場合は直接埋設式または暗きょ式によることといたします。

(ｲ) 直 接 埋 設 式

重量車両が通ることがなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

(ﾛ) 暗　き　ょ　式

当該線路を含めて多数のケーブルを同一の場所に施設する場合

ロ　ケーブルの選定

低圧または高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，施設方法等を考慮して，原則として次の中から必要最小のものを選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法により，施設条件等を考慮して算定いたします。

種　　類		太さ（㎟）
架橋ポリエチレンケーブル	銅導体	14，22，38，60，100，325，725

ハ　工　事　方　法

技術上，経済上最も適当な方法により行ないます。

ニ　開閉器塔，変圧器塔の施設

⑴　地中電線路の保守上必要な箇所には，開閉器塔を施設いたします。

⑵　変圧器を地上に施設する必要がある場合には，変圧器塔を施設いたします。

4　特別高圧電線路

⑴　一　般　基　準

イ　電圧降下の許容限度

特別高圧電線路における電圧降下の許容限度の標準は，次のとおりといたします。この場合，電線路は，受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発変電所の引出口までといたします。

公　称　電　圧（Ｖ）	22,000	66,000	110,000
電圧降下の許容限度（Ｖ）	2,000	6,000	10,000

ロ　経　過　地　等

特別高圧電線路の起点，分岐点の位置および経過地は，将来の見通し，用地および環境面，工事および保守面ならびに経済性等を考慮して選定いたします。

ハ　電線路の種類

特別高圧電線路の種類は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，地中電線路またはその他の方法によります。

⑵　架　空　電　線　路

イ　電線路の施設

⑴　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替え等のうち，技術上困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

⑵　他の特別高圧架空電線路と併架する場合の電線架設順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。

⑶　特別高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といたします。

ロ　支持物の種類

⑴　特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔といたします。ただし，短期間で撤去される場合または関連系統との協調上，鉄塔とすることが妥当でない場合は，鉄塔以外の支持物を使用することがあります。

⑵　22kＶの特別高圧架空電線路を高圧架空電線路方式で施設する場合（以下「高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路」といいます。）には，原則としてコンクリート柱を使用いたします。

ハ　支持物の設計

特別高圧架空電線路の支持物の設計は，法令で定める電気設備に関する技術基準によるほか，原則として電気学会電気規格調査会標準規格によります。

ニ　標　準　径　間

⑴　特別高圧架空電線路の標準径間は，次によります。

支持物種類	標準径間（m）
鉄　　塔	２００～３００
そ　の　他	１００～１５０

㈡　高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路の標準径間は，次によります。

施設地域	標準径間（m）
市　街　地	４０
そ　の　他	５０

ホ　装　　柱

㈠　装柱は経過地，保守の条件等を勘案し，経済的な設計を行ないます。

㈡　下記ト㈠の塩じん害汚損地域区分Ｃ，ＤまたはＥに該当する場合において，がいしを増結するときは，特殊装柱といたします。

㈢　絶縁間隔は，次によります。ただし，がいし装置にアークホーンを取り付ける場合は，アークホーンの性能の面から次の数値を修正して用いることがあります。

電　　圧（ｋＶ）	２２	６６	１１０
所要がいし個数（コ）	２(注)	６	９または10
標準間隔（㎜）	３５０	７４０	１，１００
最小間隔（㎜）	３００	４００	７００
ジャンパー線と腕金との間隔（㎜）	４００	８９０	１，３２０

（注）　高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路の所要がいし個数は１コといたします。

ヘ　鉄塔および鉄柱の基礎

コンクリート基礎といたします。

ト　が　　い　　し

㈠　特別高圧架空電線路のがいしは，原則として250㎜標準懸垂がいしとし，所要がいし連結個数はホ㈢によります。ただし，塩じん

害等により汚損する箇所には，塩害対策専門委員会送変電分科会の推奨値および九州における汚損実績を勘案し，次のとおり標準がいし増結，スモッグがいし等を採用いたします。

塩じん害に対する最低必要がいし連結数

汚損地域区分		A	B	C	D	E （海岸のごく近傍）
想定附着等価塩分量 ㎎/下面（中心部を除く）		50	100	200	400	海水のしぶきを対象とし３％塩水，0.3㎜/分水平分を想定
海岸よりの概略距離範囲	台風に対し	50 km程度以上	10～50 km程度	３～10 km程度	０～３ km程度	海岸の地形構造により０～0.3kmまたは０～0.5km
	季節風に対し	10 km程度以上	３～10 km程度	１～３ km程度	０～１ km程度	海岸の地形構造により０～0.3km
工場地域に対して発煙源よりの距離			工場地域周辺等比較的軽度の煙じん害地域	工場地域の中心		
標準懸垂がいし個数	110kV	9	9	9	※ 9	※ 10
	66kV	6	6	6	6	※ 6
	22kV以下	2	2	2	2	3

（注）１　※印はスモッグがいし

２　区分は場所により大幅に異なるので概略の目安を示します。

(ﾛ)　高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路に使用するがいしは，ラインポストがいしまたは長幹がいしといたします。

チ　電線の種類および太さ

(ｲ)　電線の種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，径間長，着雪，経過地等を考慮して，原則として次の中から選定いたします。ただし，技術上，経済上やむをえない場合は，他の種類および太さの電線を使用することがあります。

電線種類	公称断面積（㎜^{2}）
アルミ覆鋼心アルミより線（ACSR/AC）	160，240，410，610
アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線（TACSR/AC）	160，240，410，610

⑷　電線の許容電流

電線の許容電流は，次によります。

電 線 種 類	公称断面積（㎟）	許 容 電 流 （Ａ）
アルミ覆鋼心アルミより線（ACSR/AC）	１６０	４６７
	２４０	６０８
	４１０	８４６
	６１０	１，０５９
アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線（TACSR/AC）	１６０	７２５
	２４０	９５４
	４１０	１，３４９
	６１０	１，７０６

⑸　高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路の電線は，アルミ絶縁電線といたします。また，電線の太さは次によります。

電 線 種 類	公称断面積（㎟）	許 容 電 流 （Ａ）
アルミ絶縁電線	２００	４７３

リ　架空地線の施設

⑴　鉄塔および鉄柱には，原則として70㎟以上のアルミ覆鋼より線１条の架空地線を施設いたします。ただし，電磁誘導障害または著しい腐食のおそれのある箇所等には，他の電線を使用することがあります。

また，支持物の接地抵抗が高い箇所には，逆閃絡を防止するために，接地棒および埋設地線を施設いたします。

⑵　高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路には，原則として25

㎜^{2}以上の鋼心アルミより線１条の架空地線を施設いたします。

ヌ　架空電線の地表上の高さ

⑷　特別高圧架空電線の最低地上高は，次によります。ただし，電線路付近に建造物がある場合またはその建設が予定される地域，道路や河川の横断箇所，植林地通過箇所ならびにその他保安および保守上問題がある場合は，標準値に必要な高さを加算した値といたします。

電 線 地 表 上 の 高 さ

公称電圧（kV）	地表上の高さ（m）
２２	6
６６	7
１１０	7

⑸　高圧架空電線路方式の22kVの架空電線路の電線の最低地上高は，次によります。

電 線 地 表 上 の 高 さ

施 設 地 域	地表上の高さ（m）
市　街　地	8
そ　の　他	6

ル　ブロッキングコイルの施設

電力線搬送を行なっている線路から分岐する場合，搬送への障害が考えられるときは，その分岐点に必要な定格のブロッキングコイルを施設いたします。

ヲ　アークホーンおよびアーマロッドの施設

経過地の状況により，アークホーンおよびアーマロッドを施設いたします。

⑶ 地 中 電 線 路

イ　電線路の施設

特別高圧地中電線路の施設方法は，管路式または暗きょ式といたします。ただし，変電所，工場構内等において施設が容易で，かつ，維持上問題がない場所に施設する場合は，直接埋設式とすることがあります。

ロ　ケーブルの選定

特別高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，施設方法等を考慮して，原則として次の中から選定いたします。ただし，技術上，経済上やむをえない場合は，他の種類および太さのケーブルを使用することがあります。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法により，施設条件等を考慮して算定いたします。

ケーブルの種類および太さ

電　圧		心　数	導　体　の　太　さ　（㎟）
22kV	CV	単　　心	400，600，800，1,000，1,200
		単心3個より	100，250，325
66kV	CV	単　　心	600，800，1,000，1,200，1,400，1,600，2,000
		単心3個より	80，100，150，200，250，325，400，500
	OF	単　　心	400，600，800，1,000，1,200
		3　　心	80，100，150，200，250，325，400
110kV	CV	単　　心	600，800，1,000，1,200，1,400，1,600，2,000
		単心3個より	150，200，250，325，400
	OF	単　　心	400，600，800，1,000，1,200
		3　　心	150，200，250，325

ハ　避雷器の施設

ケーブルと架空電線との接続箇所には，ケーブル条長が短い場合に，保護装置として避雷器を施設することがあります。

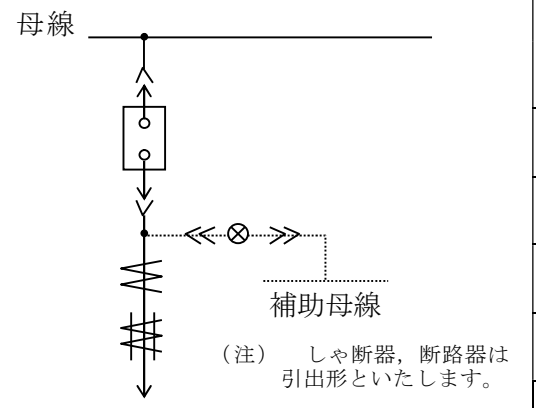
5　高圧変電設備

⑴　一　般　基　準

高圧電線路の引出設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

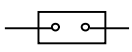
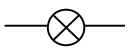
⑵　結　線　方　法

当社変電所引出設備の結線および主要機器取付数の標準は，次のとおりといたします。



機器名	取　付　数	
	単母線	補助母線付
しゃ断器	1　台	1　台
断　路　器	――	1　組
変　流　器	2　台	2　台
零相変流器	1　台	1　台
配　電　盤	1　面	1　面

（注）　点線部分は，補助母線付の場合

凡例	しゃ断器	断　路　器	変流器	零相変流器
				

⑶　し　ゃ　断　器

イ　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているものの中で，最大負荷電流および現に構成され，または将来構成されることが予定されている

系統について計算した短絡容量から判断して，必要最小のものを使用いたします。

ロ　将来の系統構成は，10年程度先を目標といたします。

⑷　断　　路　　器

断路器は，当社で一般的に使用しているものの中で，最大負荷電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑸　変　　流　　器

変流器は，当社で一般的に使用しているものの中で，最大負荷電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑹　配　　電　　盤

配電盤には，原則として電流計，しゃ断器操作用スイッチ，電線路に短絡または地絡を生じた場合に自動的に電路をしゃ断するための保護装置等，運転に必要な装置を取り付けます。また，必要に応じ電力計，無効電力計，電圧計等を取り付けます。

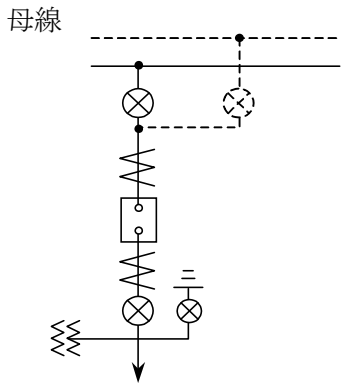
６　特別高圧変電設備

⑴　一　般　基　準

特別高圧電線路の引出設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

⑵　結　線　方　法

当社変電所引出設備の結線および主要機器取付数の標準は，次のとおりといたします。



機器名	取付数	
	単母線	2重母線
しゃ断器	1 台	1 台
断路器	2 組	3 組
変流器	6 台	6 台
計器用変圧器	1 台	1 台
配電盤	1 面	1 面

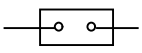
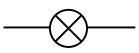
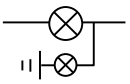
（注）1　点線部分は，2重母線の場合

2　接地装置については線路側に1台設置いたします。ただし，ガス絶縁開閉装置を使用する場合は，しゃ断器の両端にも設置することがあります。

3　変流器については用途および制御回路の構成によって，設置位置の変更もしくは台数の増減または零相変流器の設置をすることがあります。

4　しゃ断器において引出方式を使用する場合には，しゃ断器の両端の断路器を省略いたします。

5　耐雷設計上，線路側に避雷器を設置する場合があります。

凡例	しゃ断器	断路器	接地装置付断路器	変流器	計器用変圧器
					

⑶　し　や　断　器

イ　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じて，最大負荷電流および現に構成され，または将来構成されることが予定されている系統について計算した短絡容量から判断して，必要最小のものを使用いたします。

ロ　将来の系統構成は，10年程度先を目標といたします。

⑷　断　　路　　器

断路器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に

応じ，最大負荷電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑸ 変　　流　　器

変流器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じ，最大負荷電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑹ 計 器 用 変 圧 器

計器用変圧器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じ，最大使用負担から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑺ 配　　電　　盤

配電盤には，原則として電流計，しゃ断器操作用スイッチ，電線路に短絡または地絡を生じた場合に自動的に電路をしゃ断するための保護装置等，運転に必要な装置を取り付けます。また，必要に応じ電力計，無効電力計，電圧計等を取り付けます。

7　電力保安通信設備

⑴ 一　般　基　準

イ　電力保安通信用電話設備の施設

㈠ 電力保安通信用電話設備は，法令等の定めるところにより原則として施設いたします。

㈡ 回線数は，原則として１回線といたします。

ロ　通　信　方　式

電力保安通信用電話設備は，光ファイバ内蔵型架空地線（ＯＰＧＷ），架空電話線（通信ケーブル，光ファイバケーブル），地中電話線（通信ケーブル，光ファイバケーブル），通信線搬送，光搬送またはマイクロ波多重無線による電話設備のうち，技術上，経済上最も適当なものを使用いたします。

ハ　経　　過　　地

経過地は，地理的条件ならびに保安および保守上の問題を考慮して，最も経済的に施設できるように選定いたします。

ニ　電　　話　　機

電話機は，自動式電話または共電式電話を標準として使用いたします。

⑵　架空電話線路

イ　電話線路の施設

架空電話線路は，使用電圧が35,000Ｖ以下の架空電線路への添架または他の架空電話線路への併架により施設いたします。ただし，技術上，経済上適当でない場合は，独立電話線路を施設いたします。

ロ　電話線の種類

架空電話線のうち，通信ケーブルには，原則として電力用規格のポリエチレン絶縁通信ケーブルを使用し，光ファイバケーブルには，原則として電力用規格テープ型光通信ケーブルを使用いたします。

⑶　地中電話線路

イ　施　設　方　法

地中電話線は，原則として管路式または暗きょ式によります。

ロ　ケーブルの種類

地中電話線のうち，通信ケーブルには，原則として電力用規格のポリエチレン絶縁通信ケーブルを使用し，光ファイバケーブルには，原則として電力用規格テープ型光通信ケーブルを使用いたします。

⑷　通信線搬送

送受信装置の伝送方式は，周波数分割方式または時分割方式といたします。

⑸　光　　搬　　送

送受信装置の伝送方式は，時分割方式といたします。

⑹　マイクロ波多重無線

イ　空 中 線 施 設

(ｲ)　空中線は，十分な強度のある鉄塔または鉄柱等の支持物により支持いたします。

(ﾛ)　給電線は，導波管を使用いたします。

ロ　送 受 信 装 置

(ｲ)　使用する周波数帯は，6.5ギガヘルツ帯，7.5ギガヘルツ帯または12ギガヘルツ帯といたします。

(ﾛ)　変調方式は，原則として，４相位相変調方式とし，電力用規格の装置を使用いたします。

(7)　電話設備以外の保安通信設備

保安通信用電話設備以外の通信設備（給電情報伝送装置，保護用信号端局装置等）の施設については，本基準を準用いたします。

託送供給等約款別冊
系統連系技術要件

2024年４月１日 実施

九州電力送配電株式会社

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1

1　目　　的 …… 1

2　適用の範囲 …… 1

3　協　　議 …… 1

Ⅱ　低圧系統連系 …… 3

Ⅱ－1　発電設備等の連系要件 …… 3

4　電気方式 …… 3

5　運転可能周波数 …… 3

6　力　　率 …… 4

7　高　調　波 …… 4

8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4

9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 5

10　不要解列の防止 …… 5

11　保護装置の設置場所 …… 11

12　保護リレーの設置相数 …… 11

13　保護装置の設置 …… 11

14　解列箇所 …… 13

15　接地方式 …… 13

16　直流流出防止変圧器の設置 …… 13

17　電圧変動 …… 14

18　短絡容量 …… 15

19　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 …… 15

20　発電設備等の種類 …… 15

21　発電機諸元 …… 15

22 フ リ ッ カ ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 16
23 サイバーセキュリティ対策 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 17
Ⅱ－２ 需要設備の連系要件 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 19
24 電 気 方 式 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 19
25 力 率 ・・ 19
26 高 調 波 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 19
27 フ リ ッ カ ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 19

Ⅲ 高圧系統連系 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 20
Ⅲ－１ 発電設備等の連系要件 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 20
28 電 気 方 式 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 20
29 運転可能周波数 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 20
30 力 率 ・・ 21
31 高 調 波 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 21
32 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 21
33 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 22
34 不要解列の防止 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 22
35 保護装置の設置場所 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 27
36 保護リレーの設置相数 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 27
37 保護装置の設置 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 27
38 解 列 箇 所 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 29
39 自 動 負 荷 制 限 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 30
40 線路無電圧確認装置の設置 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 30
41 接 地 方 式 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 31
42 直流流出防止変圧器の設置 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 31
43 電 圧 変 動 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 31
44 短 絡 容 量 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 33
45 発電機定数・諸元 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 33
46 昇 圧 用 変 圧 器 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 35

47 連 絡 体 制 ····· 35
48 バンク逆潮流の制限 ····· 36
49 フ リ ッ カ ····· 36
50 サイバーセキュリティ対策 ····· 37
Ⅲ－２ 需要設備の連系要件 ····· 39
51 電 気 方 式 ····· 39
52 力 率 ····· 39
53 保護装置の設置 ····· 39
54 高 調 波 ····· 39
55 フ リ ッ カ ····· 41
56 電 圧 変 動 ····· 41
57 サイバーセキュリティ対策 ····· 41

Ⅳ 特別高圧系統連系 ····· 42
Ⅳ－１ 発電設備等の連系要件 ····· 42
58 電 気 方 式 ····· 42
59 運転可能周波数・並列時許容周波数 ····· 42
60 力 率 ····· 43
61 高 調 波 ····· 43
62 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ····· 43
63 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ····· 44
64 不要解列の防止 ····· 44
65 保護装置の設置 ····· 47
66 再 閉 路 方 式 ····· 51
67 保護装置の設置場所 ····· 51
68 解 列 箇 所 ····· 51
69 保護リレーの設置相数 ····· 52
70 自動負荷制限・発電抑制 ····· 52
71 線路無電圧確認装置の設置 ····· 53

72　発電機運転制御装置の付加 …… 54
73　中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施 …… 56
74　直流流出防止変圧器の設置 …… 57
75　電　圧　変　動 …… 57
76　出力変動対策 …… 59
77　短絡・地絡電流対策 …… 60
78　発電機定数・諸元 …… 60
79　昇圧用変圧器 …… 63
80　連　絡　体　制 …… 64
81　電気現象記録装置 …… 65
82　サイバーセキュリティ対策 …… 66
Ⅳ－２　需要設備の連系要件 …… 67
83　電　気　方　式 …… 67
84　力　　率 …… 67
85　保護装置の設置 …… 67
86　線路無電圧確認装置の設置 …… 67
87　連　絡　体　制 …… 68
88　高　　調　　波 …… 68
89　フ　リ　ッ　カ …… 70
90　電　圧　変　動 …… 70
91　サイバーセキュリティ対策 …… 71

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件は，託送供給等約款８（契約の要件）⑴ニ，⑵ハまたは⑶ハにもとづき，電気設備を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたって，系統の安定運用維持および当社供給設備との技術的協調を図るうえで必要となる技術要件を示したものです。

２　適 用 の 範 囲

⑴　この系統連系技術要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。

なお，既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時，パワーコンディショナー等の装置切替時または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更が必要となる場合等をいいます。）には，この系統連系技術要件を適用いたします。

また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この系統連系技術要件を適用いたします。

⑵　この系統連系技術要件において，契約者とは，事業場所内の発電設備等または需要設備を系統に連系する者をいいます。

３　協　　議

この系統連系技術要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この系統連系技術要件に定めのない事項も含め，個別に

協議させていただきます。

Ⅱ　低圧系統連系

Ⅱ－１　発電設備等の連系要件

４　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式）と同一としていただきます。

⑴　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

⑵　単相３線式の系統に単相２線式200ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電地点のしゃ断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策または発電設備等を解列する対策を行なう場合

５　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

⑴　連続運転可能周波数

58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下

⑵　運転可能周波数

57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。

また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時限は自動再

閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒といたします。

⑶　逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件の適用を受けない設備は，⑵の限りではありません。

６　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

７　高　　調　　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。

また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，26（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

８　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発

電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

９　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち10キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

10　不要解列の防止

⑴　保　護　協　調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづき，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等の連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下，周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ

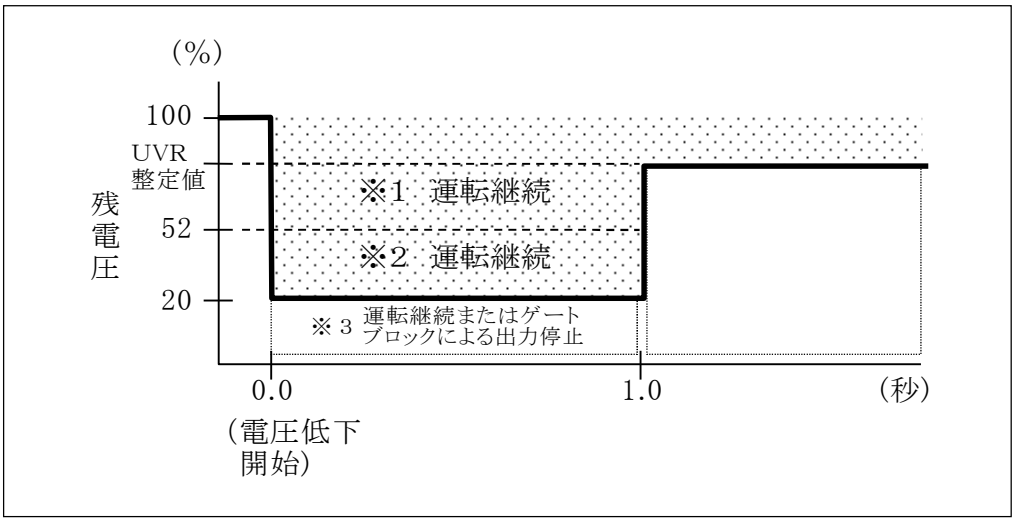
発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	風力		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	ガスエンジン	単機出力２ｷﾛﾜｯﾄ未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
		単機出力２ｷﾛﾜｯﾄ以上10ｷﾛﾜｯﾄ未満※				

<table>
<tr><td colspan="3" rowspan="2">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td>周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td>残電圧20パーセント以上
（運転継続）</td><td>残電圧20パーセント未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）</td><td>残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下
（運転継続）</td><td>60ﾍﾙﾂ系統</td></tr>
<tr><td rowspan="2">単相</td><td rowspan="2">複数直流入力システム</td><td>太陽光
＋蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間1.0秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間1.0秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間1.0秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td>燃料電池
＋蓄電池
ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ
＋蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td colspan="2">太陽光</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td></tr>
<tr><td colspan="2">蓄電池</td></tr>
<tr><td colspan="2">燃料電池</td></tr>
<tr><td colspan="2">ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ</td></tr>
<tr><td colspan="2">風力</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
</table>

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備の例）

電圧低下耐量

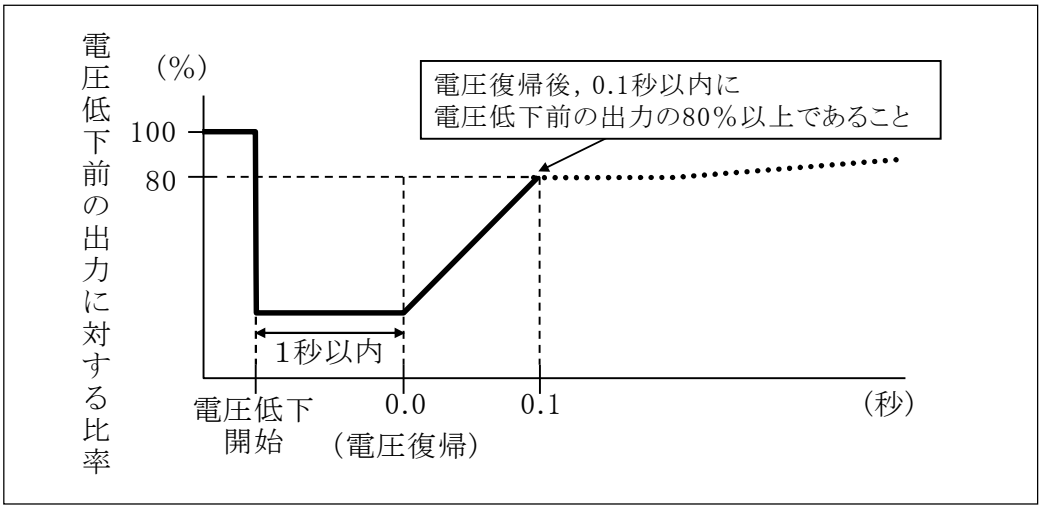


※１　残電圧が52パーセント以上の場合は電圧低下中に41度位相変化を考慮すること。

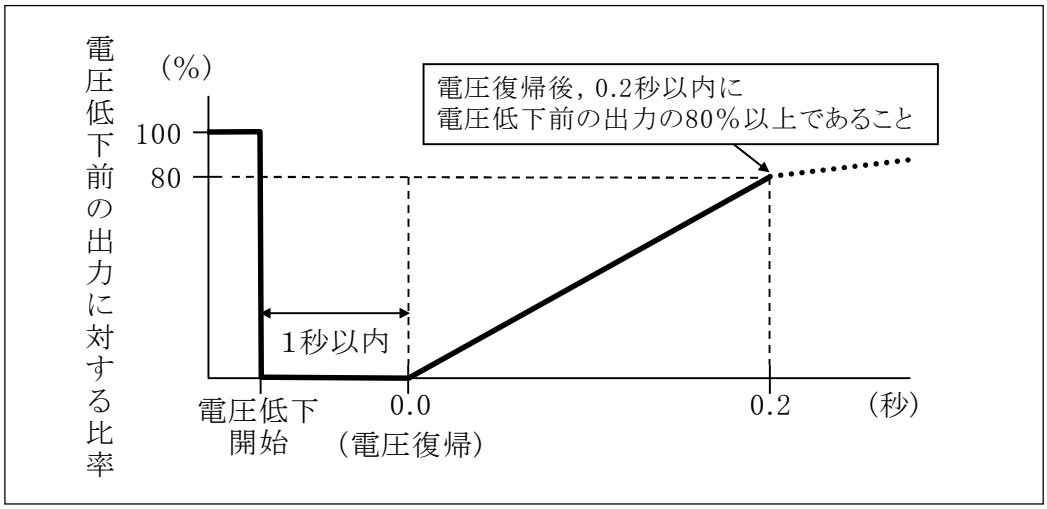
※２　残電圧が20パーセント以上52パーセント未満の場合は位相変化がないものといたします。

※３　位相変化をともなわない電圧低下時に限ります。
（位相変化がある場合は解列可）

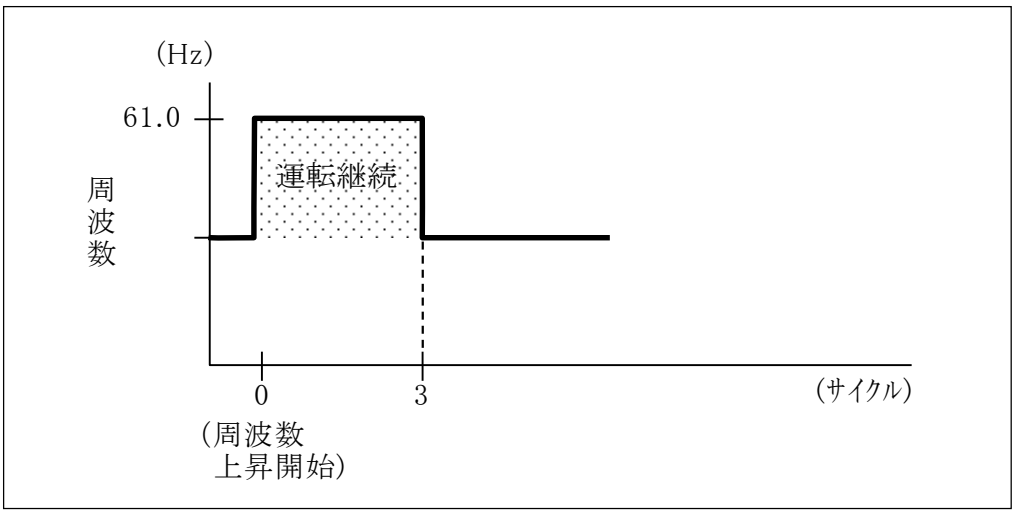
出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合）



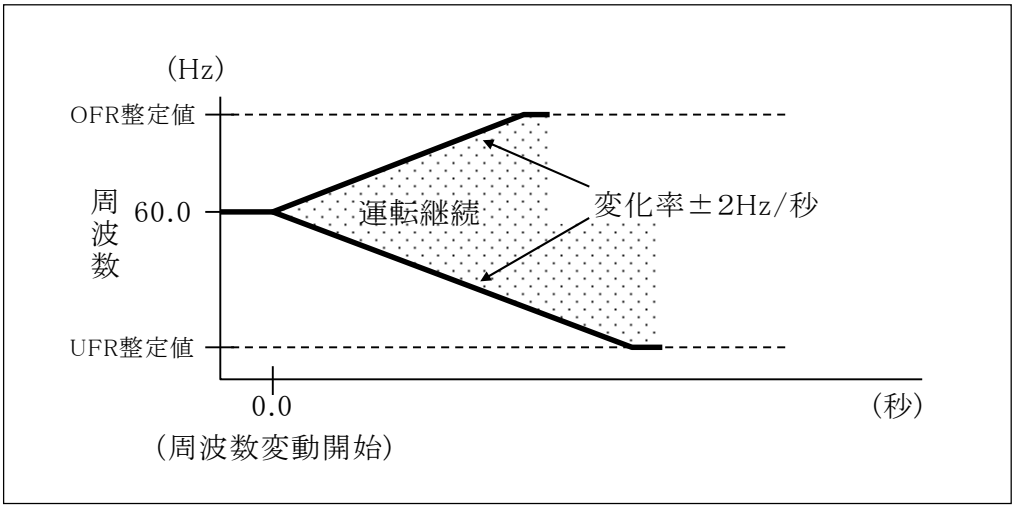
出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合）



周波数変動耐量（ステップ上昇）



周波数変動耐量（ランプ上昇・下降）



11　保護装置の設置場所

保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

12　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

⑴　過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

⑵　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，３相３線式については３相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

⑶　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式および３相３線式について１相に設置すること。

⑷　逆充電検出の場合は，次のとおりとすること。

イ　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，３相３線式については３相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間，３相３線式では単相負荷がなければ３相電力の合計とできることといたします。

ロ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

13　保護装置の設置

⑴　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次により保護装置を設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場

合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

⑵　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレーまたは過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これにより代用することができます。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

⑶　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

⑷　単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式および能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ　連系する系統のインピーダンス，負荷状況等を考慮し，確実に単独

運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

14　解　列　箇　所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

⑴　機械的な開閉箇所２箇所

⑵　機械的な解列箇所１箇所および逆変換装置のゲートブロック

⑶　発電設備等連絡用しゃ断器

15　接　地　方　式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

16　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であることまたは逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

17 電　圧　変　動

⑴　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100ボルトに対しては101±６ボルト，標準電圧200ボルトに対しては202±20ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。

なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。

⑵　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の

対策を行なうこと。

ヘ　発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

18　短　絡　容　量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置

単相３線式の電気方式で連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。

20　発電設備等の種類

連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合，または逆潮流がある場合で，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出および解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれがないときに限ります。

21　発　電　機　諸　元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

なお，第３者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

電源種	設備	諸元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		ＦＲＴ要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

22 フ リ ッ カ

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列，出力変動または単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱す

るおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置，サイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲイン，無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし，ソフトウェアの改修ができない場合等で，対策を講じることができないときは，機器取り替え，対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。

23　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自

家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

なお，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

⑴ 外部ネットワークその他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

⑵ 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

⑶ 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号または携帯電話番号を通知すること。

Ⅱ－２　　需要設備の連系要件

24　電　気　方　式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式）と同一としていただきます。

25　力　　率

⑴　需要場所において，電灯または小型機器を使用する場合の力率は，原則として，90パーセント以上，その他の機器を使用する場合については85パーセント以上に保持していただきます。

⑵　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

26　高　調　波

系統内に著しい高調波を発生するおそれのある場合は，抑制装置を設置していただく等の対策を講じていただきます。

27　フ　リ　ッ　カ

電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

Ⅲ　高圧系統連系

Ⅲ－１　発電設備等の連系要件

28 電気方式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

29 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

⑴ 連続運転可能周波数

58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下

⑵ 運転可能周波数

57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。

また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，ＦＲＴ要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒といたします。

⑶ 逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件の適用を受けない設備は，⑵の限りではありません。

30　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

31　高　　調　　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。

また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，54（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

32　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等によ

り出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

33　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

34　不要解列の防止

⑴　保　護　協　調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづき，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等の連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても

単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

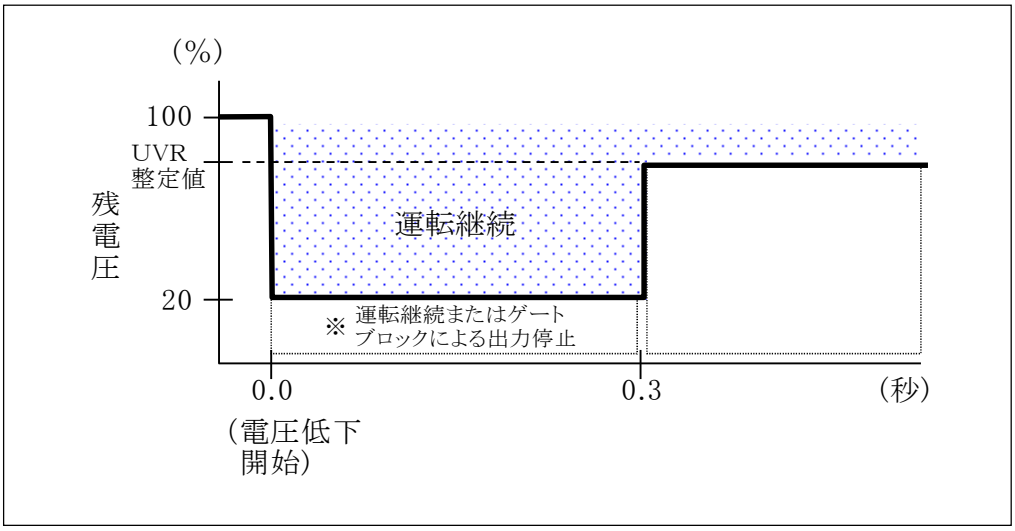
<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧20パーセント以上
（運転継続）</td><td>残電圧20パーセント未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）</td><td>残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下
（運転継続）</td><td>60ﾍﾙﾂ系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ</td></tr>
<tr><td rowspan="2">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧０パーセント・継続時間0.15秒と残電圧90パーセント・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
</table>

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
三相	蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	燃料電池※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ（単機出力35ｷﾛﾜｯﾄ以下）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

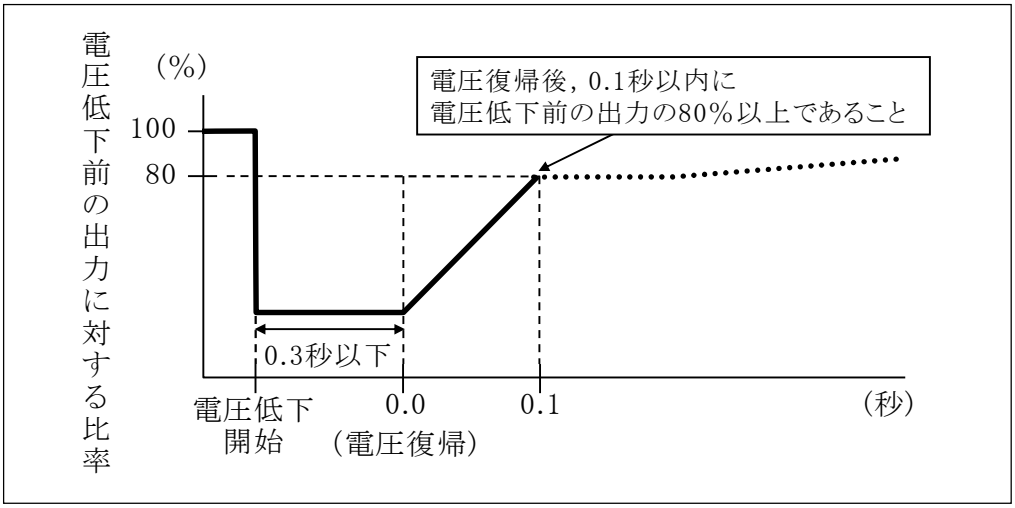
ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備の例）

電圧低下耐量

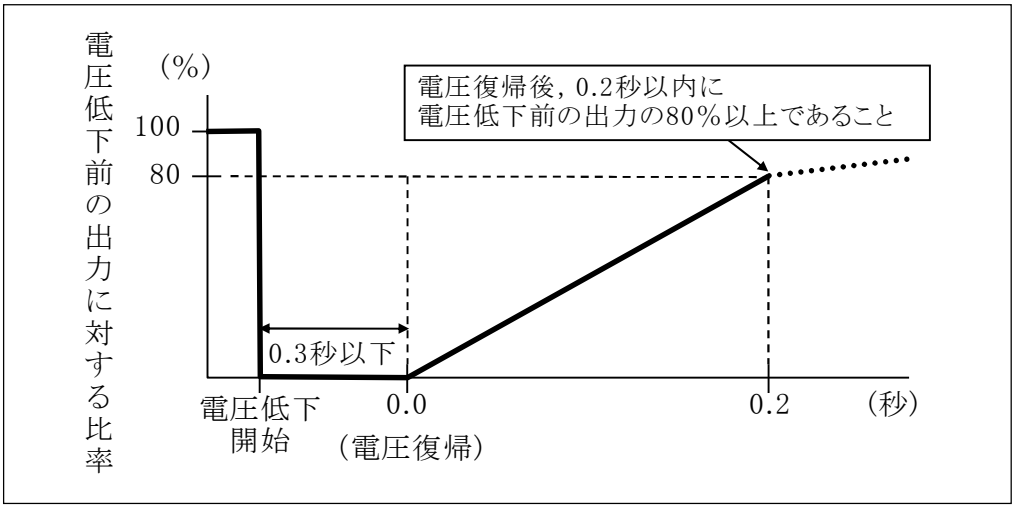


※　三相短絡事故にともなう平衡した電圧低下時に限ります。

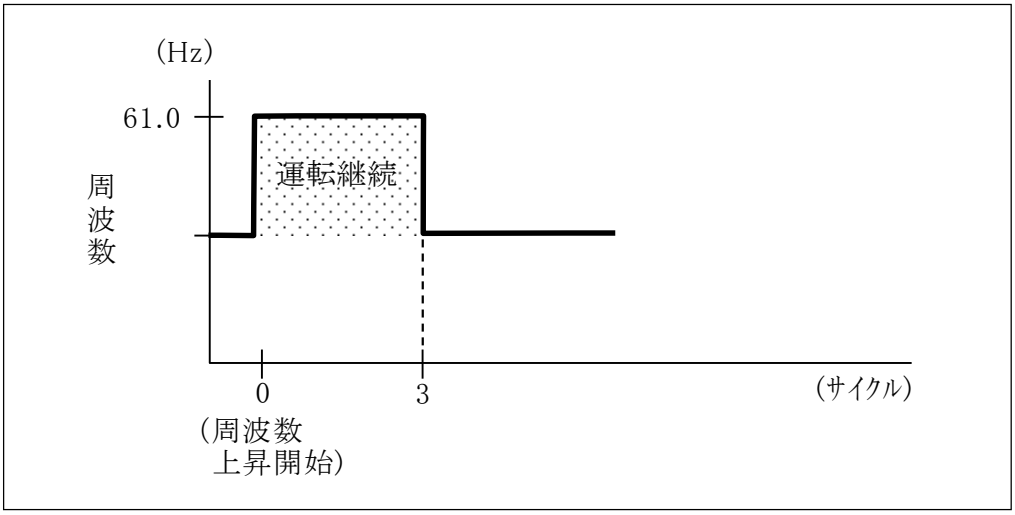
出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合）



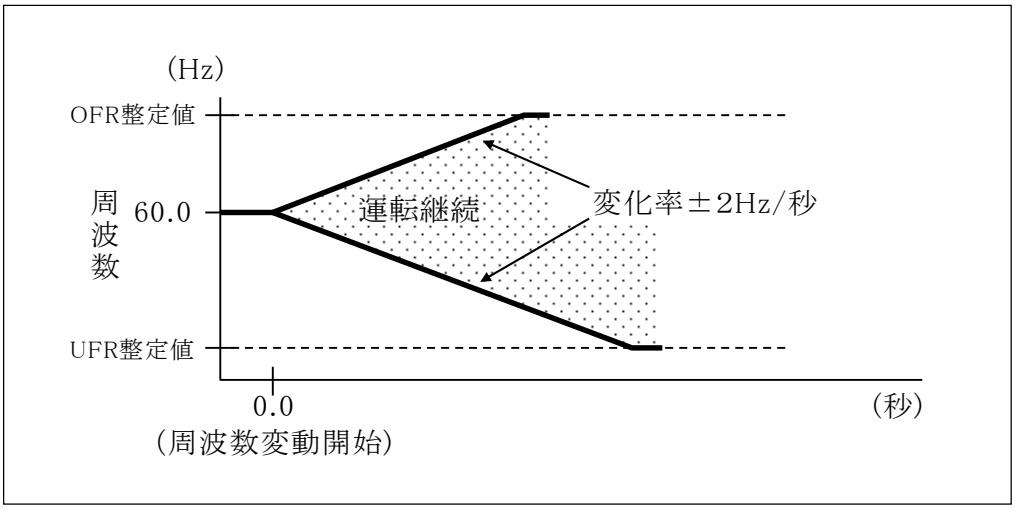
出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合）



周波数変動耐量（ステップ上昇）



周波数変動耐量（ランプ上昇・下降）



35　保護装置の設置場所

保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

36　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

⑴　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

⑵　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置とすること。

⑶　短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合は，２相設置とすることができることといたします。

⑷　不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができることといたします。

⑸　不足電力リレーは，２相設置とすること。

37　保護装置の設置

⑴　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護装置を設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置していただきます。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置していただきます。

⑵　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

⑶　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものといたします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検知できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さいとき。

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が10キロワット以下のとき。

⑷　逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーは省略できるものといたします。

なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ　連系する系統のインピーダンス，負荷状態等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

⑸　逆潮流がない場合の単独運転防止対策

逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーで単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できるものといたします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式のそれぞれ１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。

また，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

38　解　列　箇　所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

⑴　受電用しゃ断器

⑵　発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置

⑶　発電設備等連絡用しゃ断器

⑷　母線連絡用しゃ断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

39　自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線，配電用変圧器等が過負荷となるおそれがある場合には，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

40　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

⑴　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

⑵　転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

⑶　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

⑷　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

⑸　逆潮流がない場合で，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっているとき。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化することができます。

イ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができます。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できます。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できます。

41　接　地　方　式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

42　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

43　電　圧　変　動

⑴　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100ボルトに対しては101±６ボルト，標準電圧200ボルトに対しては202±20ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解

列による電圧低下，逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。

なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強，専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。

⑵　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施すること。

44　短　絡　容　量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

45　発電機定数・諸元

⑴　発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

⑵　当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

なお，第３者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料

電源種	設備	諸元
共通	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ，ＰＳＶＲ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		ＦＲＴ要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

46 昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策，発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

47 連絡体制

発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちのいずれかを用いることができます。

⑴ 専用保安通信用電話設備

⑵ 電気通信事業者の専用回線電話

⑶ 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

イ 発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとすること。

ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

ハ　停電時においても通話可能なものであること。

ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。

また，その旨が保安規程上明記されていること。

48　バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電・放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

49　フ　リ　ッ　カ

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列，出力変動または単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置，サイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統および当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量ならびに正帰還ゲインの大きさとすること。

なお，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化，発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量および正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量，正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし，ソフトウェアの改修ができない場合等で，対策を講じることができないときについては，機器取り替え，対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。

50　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。ただし，自家用電気工作物（発電事業の用に

供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

なお，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

⑴ 外部ネットワークその他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

⑵ 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

⑶ 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ－２　　需要設備の連系要件

51　電　気　方　式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

52　力　　率

⑴　供給地点の力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

⑵　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

53　保護装置の設置

発電者，需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。

54　高　　調　　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。

⑴　対象者は6,600ボルトの系統に連系する場合で，使用する高調波発生機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，この項において「等価容量」といいます。）が

50キロボルトアンペアをこえる発電者，需要者または契約者といたします。

なお，上記の等価容量を算出する場合に対象となる高調波発生機器は，300ボルト以下の系統に接続して使用する定格電流20アンペア／相以下の電気および電子機器（家電および汎用品）以外の機器といたします。また，設備の新増設等により，新たに該当することになる場合においても適用するものといたします。

⑵　対象者においては，系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ　構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

⑶　系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，次表に示す契約受電電力１キロワットあたりの高調波流出電流の上限値に当該契約受電電力（キロワットを単位といたします。）を乗じた値といたします。

⑷　⑵の高調波流出電流が，⑶の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，発電者，需要者または契約者において高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：ミリアンペア／キロワット）

受電電圧	５次	７次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6,600ボルト	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

55 フ リ ッ カ

電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

56 電 圧 変 動

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施していただきます。

57 サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

Ⅳ　特別高圧系統連系

Ⅳ－１　発電設備等の連系要件

58 電 気 方 式

発電設備等の電気方式は最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

59 運転可能周波数・並列時許容周波数

⑴ 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

イ 連続運転可能周波数

58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下

ロ 運転可能周波数

57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。

また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツとし，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒以上といたします。

⑵ 並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。

なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1ヘルツ以下（設定可能範囲は，標準周波数＋0.1ヘルツから＋1.0ヘルツまでといたします。）といたします。ただし，離島等，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

60 力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。

なお，発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率90パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。

また，逆潮流がない場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

61 高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。

また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，88（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

62 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセン

トから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

63　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

64　不要解列の防止

⑴　保　護　協　調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系

統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって，単独運転が認められないときには，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要なしゃ断を回避できる時限で行なうこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下，周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

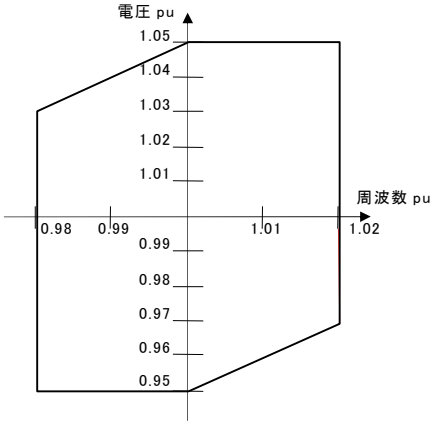
⑶　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止，需要増加等にともない，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

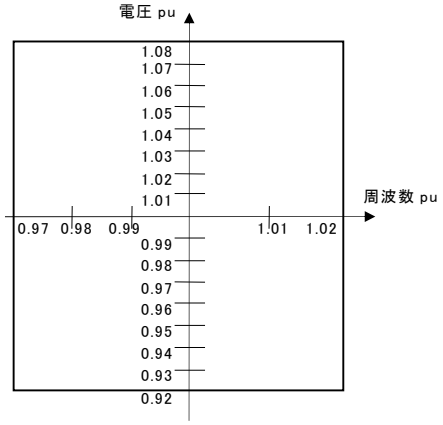
なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし，周波数変動範囲に対しては，59（運転可能周波数・並列時許容周波数）⑴に定める運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。

65　保護装置の設置

⑴　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

⑵　系統側事故対策

イ　短　絡　保　護

系統の短絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。

⑺　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。

なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リ

レーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

(ﾛ) 誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置していただきます。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができることといたします。

ロ 地 絡 保 護

系統の地絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。

(ｲ) 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

(ﾛ) 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。

なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。

a 発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

b 発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

c 逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であって

も，その後構内の負荷状況の変更，電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなったときには，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。

ハ　保護装置の系列数

当社の標準的な方式に合わせた保護装置の多重化等を図っていただく場合があります。

(ｲ)　保護装置の二系列化

(ﾛ)　後備保護との組合せ

(3)　単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送しゃ断装置を設置していただきます。この場合，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。ただし，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。

なお，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを

設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

⑷　事故波及防止対策

系統事故等による発電設備等の脱調，周波数異常，設備過負荷，電圧異常等を防止するため，必要により次の事故波及防止リレーを設置していただく場合があります。

イ　系統安定化装置

ロ　脱調分離リレー

ハ　周波数リレー

ニ　過負荷保護リレー

ホ　不足電圧リレー

ヘ　転送しゃ断装置

⑸　構内設備事故対策

構内設備事故対策として，発電者，需要者または契約者の需要場所または事業場所における構内設備の短絡事故時または地絡事故時に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。

⑹　事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響および電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器ならびに保護リレーの動作時間を次のとおりとしていただきます。

イ　遮　　断　　器

２サイクル以内

ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）

２サイクル以内

なお，上記を基本として，中性点直接接地系統以外を含めて，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

66 再 閉 路 方 式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

67 保護装置の設置場所

保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

68 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

⑴ 受電用しゃ断器

⑵ 発電設備等出力端しゃ断器

⑶ 発電設備等連絡用しゃ断器

⑷ 母線連絡用しゃ断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

ただし，母線保護リレー装置が動作した場合には，同一母線に接続された送電線および連系用変圧器等をすべてしゃ断していただきます。

69　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

⑴　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

⑵　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。

⑶　不足電力リレーは２相設置とすること。

⑷　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置とすること。

70　自動負荷制限・発電抑制

⑴　自動負荷制限・発電抑制

イ　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線，変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

また，系統事故等により他の送電線，変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度，周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電しゃ断もしくは発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ロ　出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池は，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，イは適用いたしません。

⑵　Ｎ　－　１　電　制

あらかじめ当社が指定した送配電線１回線，変圧器１台その他の電力設

備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に施設する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を施設することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の施設を求めることがあります。この場合，発電者は，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の施設その他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

71　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。

なお，22,000ボルトの系統に連系する場合は，必要に応じて設置いたします。

ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合，次のいずれかにより簡素化することができます。

⑴　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができます。

⑵　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できます。

⑶　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場

合，１系列目と２系列目を兼用できます。

72　発電機運転制御装置の付加

⑴　系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。

なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　PSS（Power System Stabilizer）

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

⑵　周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。

なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転

タービンの調速機（以下「ガバナ」といいます。）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのLFC信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

100,000キロワット以上の火力発電設備は，周波数58.8ヘルツまでは発電機出力を低下せず，周波数58.8ヘルツ以下については，1.2ヘルツ低下するごとに５パーセント以内の出力低下に抑えること，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

	発電機定格出力	100,000キロワット以上	
		ガスタービン発電設備（GT）およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GTCC）	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF調定率	５パーセント以下	５パーセント以下
	GF幅※1	５パーセント以上（定格出力基準）	３パーセント以上（定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始，10秒以内にGF幅の出力変化完了※7	
	LFC幅	±５パーセント以上（定格出力基準）	±５パーセント以上（定格出力基準）
	LFC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	最低出力※3※4（定格出力基準）	50パーセント以下 DSS 機能具備※5	30パーセント以下

※１　GTおよびGTCCについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力５パーセント以上，その他の発電機については定格出力の３パーセント以上を確保。定格出力付近等の要件を満たせない出力帯について別途協議。

※２　定格出力付近のオーバーシュート防止または低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。

※３　気化ガス（BOG）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議。

※４　EDC/LFC指令で制御可能な最低出力。

※５　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列から並列まで８時間以内で可能なこと。

※６　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

※７　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC指令値，LFC増/減指令，運転可能出力帯〔バンド〕指令）を受信する機能および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GTおよびGTCCのみ〕，EDC・LFC使用/除外，周波数調整機能故障，運転可能出力帯〔バンド〕状態）を送信する機能を具備していただきます。

⑶　早期再並列のための機能

定格出力の合計が400,000キロワット以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

⑷　電圧調整のための機能

イ　220,000ボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　受電電圧が110,000ボルト以下の発電者の発電機でも，必要により，イと同じ機能を具備していただくことがあります。

73　中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置し

ていただきます。

また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

⑴　110,000ボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

⑵　220,000ボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

74　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

75　電　圧　変　動

⑴　常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１パーセントから２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

なお，22,000ボルトの系統と連系する場合の電圧の適正値は，その系統に連系されている低圧の需要において101±６ボルトまたは202±20ボルトといたします。

⑵　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をしていただきます。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安といたします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いていただきます。

ヘ　発電設備等の出力変動または頻繁な並解列による電圧変動により他

者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときまたは適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。

⑷ 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置，サイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

⑸ 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。

⑶ そ　の　他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施していただきます。

76 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備（風力発電設備の場合に限ります。）を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

⑴ 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10パーセント以下となるよう対策を行なうこと。

なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模な発電場所については，対策を別途協議することといたします。

⑵ 高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。

また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

⑶ 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。

なお，調定率は，２パーセントから５パーセントまでの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は0.2ヘルツ以下といたします。

77 短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

78 発電機定数・諸元

⑴ 連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策，短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

⑵ 当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式

電源種	設備	諸元
共通	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	受電用変圧器, 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧ごと，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・ 構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置

電源種	設備	諸元
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		ＬＦＣ・発電機出力制御ブロック
		ＥＤＣ変化速度（出力ごと）
		ＬＦＣ幅・変化速度（出力ごと）
		出力キープタイム（出力ごと，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ，ＰＳＶＲ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		過励磁保護59Ｖ／Ｆブロック
		ＯＥＬ，ＵＥＬブロック

電源種	設備	諸元
水力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（キロワット/{立方メートル/秒}）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

79 昇圧用変圧器

連系系統および電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダ

ンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

80 連 絡 体 制

⑴ 発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，22,000ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ 専用保安通信用電話設備

ロ 電気通信事業者の専用回線電話

ハ 次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

⑺ 発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

⑻ 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

㈠　停電時においても通話可能なものであること。

㈡　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列または運転を停止すること。

また，その旨が保安規程上明記されていること。

⑵　特別高圧電線路と連系する場合には，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態※1
	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	電圧・無効電力の制御モード※2

情報種別	情報内容
テレメータ	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※3
	発電最大能力値※4（風力発電設備の場合）

※１　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台ごとに設置していただきます。

※２　電圧無効電力制御を行なう場合は必要に応じて収集いたします。

※３　ナセルで計測する風向・風速

※４　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮いたします。）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数といたします。

81　電気現象記録装置

発電機の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電

圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

82　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。ただし，自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

なお，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

⑴　外部ネットワークその他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

⑶　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅳ－２　　需要設備の連系要件

83　電　気　方　式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

84　力　　率

⑴　供給地点の力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

⑵　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

85　保護装置の設置

⑴　発電者，需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。

⑵　連系された系統に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただくことがあります。この場合，接続する系統と同一の保護装置を設置していただきます。

86　線路無電圧確認装置の設置

71（線路無電圧確認装置の設置）に準じます。

87 連　絡　体　制

⑴　当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，22,000ボルトの系統と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができるものといたします。

イ　電力保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

㈠　発電者，需要者または契約者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，変電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとすること。

㈡　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。

㈢　停電時においても通話可能なものであること。

⑵　当社との間に，系統運用上等必要となる情報（開閉機器の開閉状態，有効および無効電力等）を収集できるよう給電情報伝送装置（スーパービジョン，テレメータ等）を必要に応じて設置することといたします。

88 高　　調　　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。

⑴　対象となる発電者，需要者または契約者

イ　対象となる発電者，需要者または契約者は，次のいずれかに該当する発電者，需要者または契約者（以下「対象者」といいます。）といたします。

⑷　22,000ボルトの系統から受電する発電者，需要者または契約者であって，その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下，この項において「等価容量」といいます。）の合計が300キロボルトアンペアを超える発電者，需要者または契約者

⑸　66,000ボルト以上の系統から受電する発電者，需要者または契約者であって，等価容量の合計が2,000キロボルトアンペアを超える発電者，需要者または契約者

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　対象者が，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって対象者に該当することになる場合においても適用いたします。

⑵　高調波流出電流の算出

対象者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

⑶　高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高

調波の次数ごとに，次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該対象者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

⑷　高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，⑵の高調波流出電流が，⑶の高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：ミリアンペア／キロワット）

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22,000ボルト	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66,000ボルト	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110,000ボルト	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
220,000ボルト	0.17	0.12	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03

89　フ　リ　ッ　カ

電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

90　電　圧　変　動

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施していただきます。

91　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

電気事業法施行規則第19条第２項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

３　電気事業法施行規則第17条の４第１項の規定により提出した書類の写し

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

変更を必要とする理由

一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

様式第１	（第１表）	収入の見通し総括表
様式第２	（第１表）	第１区分費用明細表
	（第２表）	第２区分費用明細表
	（第３表）	第３区分費用明細表
	（第４表）	離島等供給に係る費用明細表
	（第５表）	離島等供給に係る収益明細表
	（第６表）	制御不能費用明細表
	（第７表）	事後検証費用明細表
	（第８表）	次世代投資費用明細表
	（第９表）	事業報酬明細表
	（第10表）	追加事業報酬明細表
	（第11表）	追加事業報酬対象額明細表
	（第12表）	控除収益明細表

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

様式第３	７部門整理表
様式第４	送配電関連費整理表
様式第５	送配電関連費明細表
様式第５の２	発電側比率整理表
様式第５の３	送配電関連固定費整理表
様式第６	送配電関連需要明細表
様式第７	送配電関連費発電及び三需要種別計算表
様式第７の２	発電側託送供給料金割引額設定表
様式第８	送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会において取りまとめられた「今後の電力政策の方向性について中間とりまとめ」（2023年２月公表）において，2024年度から発電側課金制度を導入する整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映し，新たに系統連系受電サービス料金を設定するとともに，2023年11月24日に経済産業大臣の承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの変更を料金率に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，発電側課金制度を導入する整理がなされたこと，託送供給等に係る収入の見通しの変更について経済産業大臣の承認を受けたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

託 送 供 給 等 約 款　新 旧 対 比 表

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
託 送 供 給 等 約 款	**託 送 供 給 等 約 款**
2023年12月27日 実施	**~~2023~~2024年~~12~~４月~~27~~１日 実施**
九州電力送配電株式会社	**九州電力送配電株式会社**

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）

託　送　供　給　等　約　款
目　　次

Ⅰ　総　　則	Ⅰ - 1
1　適　　用	Ⅰ - 1
2　託送供給等約款の認可および変更	Ⅰ - 2
3　定　　義	Ⅰ - 2
4　代表契約者の選任	Ⅰ - 9
5　託送供給等に関する取扱い	Ⅰ - 10
6　単位および端数処理	Ⅰ - 10
7　実　施　細　目	Ⅰ - 11
Ⅱ　契約の申込み	Ⅱ - 1
8　契　約　の　要　件	Ⅱ - 1
9　検討および契約の申込み	Ⅱ - 4
10　契約の成立および契約期間	Ⅱ - 13
11　託送供給等の開始	Ⅱ - 14
12　供給準備その他必要な手続きのための協力	Ⅱ - 15
13　電気方式，電圧および周波数	Ⅱ - 15
14　発電場所および需要場所	Ⅱ - 17
15　供給および契約の単位	Ⅱ - 20
16　承　諾　の　限　界	Ⅱ - 24
17　契　約　書　の　作　成	Ⅱ - 25
Ⅲ　料　　金	Ⅲ - 1
18　料　　金	Ⅲ - 1
19　接続送電サービス	Ⅲ - 3
20　臨時接続送電サービス	Ⅲ - 33
21　予備送電サービス	Ⅲ - 45
22　発電量調整受電計画差対応電力	Ⅲ - 47
23　接続対象計画差対応電力	Ⅲ - 49
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力	Ⅲ - 50
25　給電指令時補給電力	Ⅲ - 51

Ⅰ　総　　則	Ⅰ - 1
1　適　　用	Ⅰ - 1
2　託送供給等約款の認可および変更	Ⅰ - 2
3　定　　義	Ⅰ - 2
4　代表契約者の選任	Ⅰ - ~~9~~ 10
5　託送供給等に関する取扱い	Ⅰ - 10
6　単位および端数処理	Ⅰ - 10
7　実　施　細　目	Ⅰ - ~~11~~12
Ⅱ　契約の申込み	Ⅱ - 1
8　契　約　の　要　件	Ⅱ - 1
9　検討および契約の申込み	Ⅱ - ~~4~~ 6
10　契約の成立および契約期間	Ⅱ - ~~13~~15
11　託送供給等の開始	Ⅱ - ~~14~~17
12　供給準備その他必要な手続きのための協力	Ⅱ - ~~15~~17
13　電気方式，電圧および周波数	Ⅱ - ~~15~~18
14　発電場所および需要場所	Ⅱ - ~~17~~20
15　供給および契約の単位	Ⅱ - ~~20~~23
16　承　諾　の　限　界	Ⅱ - ~~24~~27
17　契　約　書　の　作　成	Ⅱ - ~~25~~28
Ⅲ　料　　金	Ⅲ - 1
18　料　　金	Ⅲ - 1
19　接続送電サービス	Ⅲ - 3
20　臨時接続送電サービス	Ⅲ - 33
21　予備送電サービス	Ⅲ - ~~45~~44
22　系統連系受電サービス	Ⅲ - 47
~~22~~23　発電量調整受電計画差対応電力	Ⅲ - ~~47~~52
~~23~~24　接続対象計画差対応電力	Ⅲ - ~~49~~53
~~24~~25　需要抑制量調整受電計画差対応電力	Ⅲ - ~~50~~54
~~25~~26　給電指令時補給電力	Ⅲ - ~~51~~56

現　行（2023年12月27日実施）		変　更　後（2024年４月１日実施予定）	
Ⅳ　料金の算定および支払い	Ⅳ - 1	**Ⅳ　料金の算定および支払い**	Ⅳ - 1
26　料金の適用開始の時期	Ⅳ - 1	~~26~~27　料金の適用開始の時期	Ⅳ - 1
27　検　針　日	Ⅳ - 1	~~27~~28　検　針　日	Ⅳ - 1
28　料金の算定期間	Ⅳ - 3	~~28~~29　料金の算定期間	Ⅳ - 3
29　計　量	Ⅳ - 4	~~29~~30　計　量	Ⅳ - 4
30　電力および電力量の算定	Ⅳ - 5	~~30~~31　電力および電力量の算定	Ⅳ - 5
31　損　失　率	Ⅳ - 25	~~31~~32　損　失　率	Ⅳ - ~~25~~26
32　料金の算定	Ⅳ - 25	~~32~~33　料金の算定	Ⅳ - ~~25~~26
33　支払義務の発生および支払期日	Ⅳ - 28	~~33~~34　支払義務の発生および支払期日	Ⅳ - ~~28~~30
34　料金その他の支払方法	Ⅳ - 30	~~34~~35　料金その他の支払方法	Ⅳ - ~~30~~33
35　保　証　金	Ⅳ - 33	~~35~~36　保　証　金	Ⅳ - ~~33~~37
36　連　帯　責　任	Ⅳ - 35	~~36~~37　連　帯　責　任	Ⅳ - ~~35~~39
Ⅴ　供　給	Ⅴ - 1	**Ⅴ　供　給**	Ⅴ - 1
37　託送供給等の実施	Ⅴ - 1	~~37~~38　託送供給等の実施	Ⅴ - 1
38　給電指令の実施等	Ⅴ - 5	~~38~~39　給電指令の実施等	Ⅴ - 5
39　適正契約の保持等	Ⅴ - 11	~~39~~40　適正契約の保持等	Ⅴ - 11
40　契約超過金	Ⅴ - 11	~~40~~41　契約超過金	Ⅴ - ~~11~~12
41　力率の保持	Ⅴ - 12	~~41~~42　力率の保持	Ⅴ - ~~12~~15
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施	Ⅴ - 13	~~42~~43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施	Ⅴ - ~~13~~16
43　託送供給等にともなう協力	Ⅴ - 14	~~43~~44　託送供給等にともなう協力	Ⅴ - ~~14~~17
44　託送供給等の停止	Ⅴ - 15	~~44~~45　託送供給等の停止	Ⅴ - ~~15~~18
45　託送供給等の停止の解除	Ⅴ - 17	~~45~~46　託送供給等の停止の解除	Ⅴ - ~~17~~20
46　託送供給の停止期間中の料金	Ⅴ - 17	~~46~~47　託送供給等の停止期間中の料金	Ⅴ - ~~17~~20
47　違　約　金	Ⅴ - 17	~~47~~48　違　約　金	Ⅴ - ~~17~~20
48　損害賠償の免責	Ⅴ - 18	~~48~~49　損害賠償の免責	Ⅴ - ~~18~~21
49　設備の賠償	Ⅴ - 19	~~49~~50　設備の賠償	Ⅴ - ~~19~~22
Ⅵ　契約の変更および終了	Ⅵ - 1	**Ⅵ　契約の変更および終了**	Ⅵ - 1
50　契約の変更	Ⅵ - 1	~~50~~51　契約の変更	Ⅵ - 1
51　名義の変更	Ⅵ - 2	~~51~~52　名義の変更	Ⅵ - 2
52　契約の廃止	Ⅵ - 3	~~52~~53　契約の廃止	Ⅵ - 3
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算	Ⅵ - 4	~~53~~54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算	Ⅵ - ~~4~~ 5
54　解　約　等	Ⅵ - 9	~~54~~55　解　約　等	Ⅵ - 9
55　契約消滅後の債権債務関係	Ⅵ - 10	~~55~~56　契約消滅後の債権債務関係	Ⅵ - ~~10~~12

現　行（2023年12月27日実施）		変　更　後（2024年４月１日実施予定）	
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	Ⅶ - 1	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**	Ⅶ - 1
56　受電地点，供給地点および施設	Ⅶ - 1	~~56~~57　受電地点，供給地点および施設	Ⅶ - 1
57　架空引込線	Ⅶ - 3	~~57~~58　架空引込線	Ⅶ - 3
58　地中引込線	Ⅶ - 4	~~58~~59　地中引込線	Ⅶ - 4
59　連接引込線等	Ⅶ - 6	~~59~~60　連接引込線等	Ⅶ - 6
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法	Ⅶ - 7	~~60~~61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法	Ⅶ - 7
61　引込線の接続	Ⅶ - 7	~~61~~62　引込線の接続	Ⅶ - 7
62　計量器等の取付け	Ⅶ - 8	~~62~~63　計量器等の取付け	Ⅶ - 8
63　通信設備の施設	Ⅶ - 9	~~63~~64　通信設備の施設	Ⅶ - 9
64　専用供給設備	Ⅶ - 10	~~64~~65　専用供給設備	Ⅶ - 10
65　電流制限器等の取付け	Ⅶ - 12	~~65~~66　電流制限器等の取付け	Ⅶ - 12
Ⅷ　工事費の負担	Ⅷ - 1	**Ⅷ　工事費の負担**	Ⅷ - 1
66　受電地点への供給設備の工事費負担金	Ⅷ - 1	~~66~~67　受電地点への供給設備の工事費負担金	Ⅷ - 1
67　受電用計量器等の工事費負担金	Ⅷ - 6	~~67~~68　受電用計量器等の工事費負担金	Ⅷ - 6
68　会社間連系設備の工事費負担金	Ⅷ - 7	~~68~~69　会社間連系設備の工事費負担金	Ⅷ - 7
69　供給地点への供給設備の工事費負担金	Ⅷ - 7	~~69~~70　供給地点への供給設備の工事費負担金	Ⅷ - 7
70　工事費負担金の申受けおよび精算	Ⅷ - 18	~~70~~71　工事費負担金の申受けおよび精算	Ⅷ - 18
71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け	Ⅷ - 20	~~71~~72　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け	Ⅷ - 20
72　臨時工事費	Ⅷ - 21	~~72~~73　臨時工事費	Ⅷ - 21
73　工事費負担金契約書の作成	Ⅷ - 22	~~73~~74　工事費負担金契約書の作成	Ⅷ - 22
Ⅸ　保安	Ⅸ - 1	**Ⅸ　保安**	Ⅸ - 1
74　保安の責任	Ⅸ - 1	~~74~~75　保安の責任	Ⅸ - 1
75　保安等に対する発電者および需要者の協力	Ⅸ - 1	~~75~~76　保安等に対する発電者および需要者の協力	Ⅸ - 1
76　調査	Ⅸ - 2	~~76~~77　調査	Ⅸ - 2
77　調査等の委託	Ⅸ - 2	~~77~~78　調査等の委託	Ⅸ - 2
78　調査に対する需要者の協力	Ⅸ - 3	~~78~~79　調査に対する需要者の協力	Ⅸ - 3
79　検査または工事の受託	Ⅸ - 3	~~79~~80　検査または工事の受託	Ⅸ - 3
80　自家用電気工作物	Ⅸ - 3	~~80~~81　自家用電気工作物	Ⅸ - 3
附則	附則 - 1	**附則**	附則 - 1
別表	別表 - 1	**別表**	別表 - 1

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅰ　総　　則	**Ⅰ　総　　則**
１　適　　用 当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。 なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。 ⑴　託　送　供　給 次の接続供給および振替供給をいいます。 イ　接　続　供　給 当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（福岡県，佐賀県，長崎県，大分県，熊本県，宮崎県，鹿児島県をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。 ロ　振　替　供　給 当社が，契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。 ⑵　電力量調整供給 次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。 イ　発電量調整供給 当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。 ロ　需要抑制量調整供給 当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気	**１　適　　用** 当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。 なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。 ⑴　託　送　供　給 次の接続供給および振替供給をいいます。 イ　接　続　供　給 当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（福岡県，佐賀県，長崎県，大分県，熊本県，宮崎県，鹿児島県をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。 ロ　振　替　供　給 当社が，契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。 ⑵　電力量調整供給 次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。 イ　発電量調整供給 当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。 ロ　需要抑制量調整供給 当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
で，電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。	で，電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。
２　託送供給等約款の認可および変更	**２　託送供給等約款の認可および変更**
⑴　この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。	⑴　この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。
⑵　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。	⑵　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。
３　定　　義	**３　定　　義**
次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。	次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。
⑴　契　約　者 この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。	⑴　契　約　者 この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。
⑵　発 電 契 約 者 この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。	⑵　発 電 契 約 者 この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。
⑶　需要抑制契約者 この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。	⑶　需要抑制契約者 この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。
⑷　発　電　者 小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。	⑷　発　電　者 小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。
⑸　需　要　者 契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。	⑸　需　要　者 契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。
⑹　低　　圧 標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。	⑹　低　　圧 標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。
⑺　高　　圧 標準電圧6,000ボルトをいいます。	⑺　高　　圧 標準電圧6,000ボルトをいいます。
⑻　特　別　高　圧 標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。	⑻　特　別　高　圧 標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。
⑼　受　電　地　点 当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整	⑼　受　電　地　点 当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。 ⑽　発　電　場　所 発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。 ⑾　供　給　地　点 当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。 ⑿　需　要　場　所 需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。 ⒀　会社間連系点 当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。 ⒁　中　継　振　替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。 ⒂　地　内　振　替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。 ⒃　発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。 ⒄　発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。 ⒅　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 ⒆　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 ⒇　接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。 (21)　接続受電電力量 受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。 (22)　接続供給電力 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。	供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。 ⑽　発　電　場　所 発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。 ⑾　供　給　地　点 当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。 ⑿　需　要　場　所 需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。 ⒀　会社間連系点 当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。 ⒁　中　継　振　替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。 ⒂　地　内　振　替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。 ⒃　発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。 ⒄　発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。 ⒅　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 ⒆　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 ⒇　接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。 (21)　接続受電電力量 受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。 (22)　接続供給電力 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
㉓　接続供給電力量 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。 ㉔　接 続 対 象 電 力 接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。 ㉕　接続対象電力量 接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。 ㉖　接続対象計画電力 接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 ㉗　接続対象計画電力量 接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 ㉘　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。 ㉙　需要抑制量調整受電電力量 受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。 ㉚　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 ㉛　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 ㉜　ベースライン 需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 ㉝　損　　失　　率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。 ㉞　契　約　電　力 契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。 ㉟　契　約　電　流 契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。 ㊱　契　約　容　量 契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送	㉓　接続供給電力量 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。 ㉔　接 続 対 象 電 力 接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。 ㉕　接続対象電力量 接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。 ㉖　接続対象計画電力 接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 ㉗　接続対象計画電力量 接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 ㉘　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。 ㉙　需要抑制量調整受電電力量 受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。 ㉚　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 ㉛　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 ㉜　ベースライン 需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。 ㉝　損　　失　　率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。 ㉞　契　約　電　力 契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。 ㉟　契　約　電　流 契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。 ㊱　契　約　容　量 契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。	電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。
㊲　契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。	㊲　契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。
	㊳　同時最大受電電力 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。
	㊴　最大連系電力等 低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で受電する場合は，30分ごとの連系電力の最大値であって，計量器またはその付属装置に計量値が記録される場合の計量器および計量値が記録される付属装置（以下「記録型等計量器」といいます。）により計量される値をいいます。
㊳　最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，計量器またはその付属装置に計量値が記録される場合の計量器および計量値が記録される付属装置（以下「記録型等計量器」といいます。）により計量される値をいいます。	~~㊳~~㊵　最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，~~計量器またはその付属装置に計量値が記録される場合の計量器および計量値が記録される付属装置（以下「~~記録型等計量器~~」といいます。）~~により計量される値をいいます。
㊴　契約使用期間 契約上使用できる期間をいいます。	~~㊴~~㊶　契約使用期間 契約上使用できる期間をいいます。
㊵　発電バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）⑱イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）⑲イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。	~~㊵~~㊷　発電バランシンググループ ~~30~~31（電力および電力量の算定）⑱イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または~~30~~31（電力および電力量の算定）⑲イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。
㊶　需要バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）⑳に定める接続対象計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）㉑に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。	~~㊶~~㊸　需要バランシンググループ ~~30~~31（電力および電力量の算定）⑳に定める接続対象計画差対応補給電力量または~~30~~31（電力および電力量の算定）㉑に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。
㊷　需要抑制バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）㉒に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）㉓に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するもの	~~㊷~~㊹　需要抑制バランシンググループ ~~30~~31（電力および電力量の算定）㉒に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または~~30~~31（電力および電力量の算定）㉓に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定する

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
をいいます。	ものをいいます。
㈬ 電　　灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。	~~㈬~~㈭ 電　　灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。
㈭ 小　型　機　器 主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。	~~㈭~~㈮ 小　型　機　器 主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。
㈮ 動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。	~~㈮~~㈯ 動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。
㈯ 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。	~~㈯~~㈰ 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。
㈰ 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。	~~㈰~~㈱ 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。
㈱ 定　期　検　査 電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。	~~㈱~~㈲ 定　期　検　査 電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。
㈲ 定　期　補　修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。	~~㈲~~㈳ 定　期　補　修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。
㈳ 給　電　指　令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用等について，当社から行なう指令をいいます。	~~㈳~~㈴ 給　電　指　令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用等について，当社から行なう指令をいいます。
㈴ 昼　間　時　間 毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月30日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。	~~㈴~~㈵ 昼　間　時　間 毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月30日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。
㈵ 夜　間　時　間 昼間時間以外の時間をいいます。	~~㈵~~㈶ 夜　間　時　間 昼間時間以外の時間をいいます。
㈶ 貿　易　統　計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。	~~㈶~~㈷ 貿　易　統　計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。
㈷ 離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年１月１日から３月31日までの期間，２月１日から４月30日までの期間，３月１日から５月31日までの期間，４月１日から６月30日までの期間，５月１日から７月31日までの期間，６月１日から８月31日までの期間，７月１日から９月30日までの期間，	~~㈷~~㈹ 離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年１月１日から３月31日までの期間，２月１日から４月30日までの期間，３月１日から５月31日までの期間，４月１日から６月30日までの期間，５月１日から７月31日までの期間，６月１日から８月31日までの期間，７月１日から９月30日までの期間，

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
８月１日から10月31日までの期間，９月１日から11月30日までの期間，10月１日から12月31日までの期間，11月１日から翌年の１月31日までの期間または12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間といたします。）をいいます。	８月１日から10月31日までの期間，９月１日から11月30日までの期間，10月１日から12月31日までの期間，11月１日から翌年の１月31日までの期間または12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間といたします。）をいいます。
４　代表契約者の選任 自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。	**４　代表契約者の選任** 自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。
５　託送供給等に関する取扱い 当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。	**５　託送供給等に関する取扱い** 当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。
６　単位および端数処理 この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 ⑴　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 ⑵　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 ⑶　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イまたは20（臨時接続送電サービス）⑵イ㈡を適用した場合に算定された値が0.5キ	**６　単位および端数処理** この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 ⑴　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 ⑵　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 ⑶　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イまたは20（臨時接続送電サービス）⑵イ㈡を適用した場合に算定された値が0.5キ

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。 ⑷　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。 ⑸　力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 ⑹　料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。	ロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。 ⑷　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。 ⑸　力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 ⑹　料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
７　実　施　細　目 この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。	**７　実　施　細　目** この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，~~発電者および~~需要者と別途協議を行なうことがあります。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
８　契約の要件	**８　契約の要件**
⑴　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	⑴　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。	イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。
ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。	ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。
ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。	ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。
ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術上適当と認められる方法によって連系すること。	ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術上適当と認められる方法によって連系すること。
ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。
ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。	ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。
	チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。
チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。	~~チ~~リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
㈠　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。	㈠　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。
㈡　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。	㈡　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。
㈢　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。	㈢　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。
⑵　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	⑵　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。	イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。
ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。	ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。
ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術上適当と認められる方法によって連系すること。	ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術上適当と認められる方法によって連系すること。
ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。
	ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。
	ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）⑶に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）⑷に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。
	ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）⑶ロの場合を除き，18（料金）⑶に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。
	チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。
	リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。
ホ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	~~ホ~~ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。 なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。
	⑶　発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
	イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。
	ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。
	ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
	ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。
	ホ　発電者が，原則として，18（料金）⑶に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。
	ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。 ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。
⑶　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	~~⑶~~⑷　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。	イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。
㈠　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。	㈠　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。
ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）	ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）
ｂ　需要抑制の実施頻度および時期	ｂ　需要抑制の実施頻度および時期
㈡　㈠によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。	㈡　㈠によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。
㈢　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。	㈢　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
㈡　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。	㈡　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。
㈱　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。	㈱　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。
ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。	ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。
ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。	ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。
ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が29（計量）⑶に該当しないこと。	ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が~~29~~30（計量）⑶に該当しないこと。
ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
９　検討および契約の申込み	**９　検討および契約の申込み**
契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。	契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。
⑴　受電側接続検討の申込み	⑴　受電側接続検討の申込み
イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。	イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。
ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明ら	ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明ら

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
かにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (ｲ)　接続供給の場合 a　契約者の名称 b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d　接続受電電力の最大値および最小値 e　接続供給の開始希望日 なお，４（代表契約者の選任）により代表契約者を選任されたときは，代表契約者に対するすべての契約者の委任状をあわせて提出していただきます。 (ﾛ)　振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　供　給　地　点 e　振替供給の開始希望日 (ﾊ)　発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　発電場所における負荷設備および受電設備 g　予備送電サービスの希望の有無 h　発電量調整供給の開始希望日 ハ　検討期間および検討料 (ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。 (ﾛ)　当社は，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実	かにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (ｲ)　接続供給の場合 a　契約者の名称 b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d　接続受電電力の最大値および最小値 e　接続供給の開始希望日 なお，４（代表契約者の選任）により代表契約者を選任されたときは，代表契約者に対するすべての契約者の委任状をあわせて提出していただきます。 (ﾛ)　振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　供　給　地　点 e　振替供給の開始希望日 (ﾊ)　発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　発電場所における負荷設備および受電設備 g　予備送電サービスの希望の有無 h　発電量調整供給の開始希望日 ハ　検討期間および検討料 (ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。 (ﾛ)　当社は，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき	実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。
⑵　供給側接続事前検討の申込み	⑵　供給側接続事前検討の申込み
イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。	イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。
ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
⑴　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	⑴　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
⑵　契約電力，契約電流または契約容量	⑵　契約電力，契約電流または契約容量
⑶　供給地点における供給電気方式および供給電圧	⑶　供給地点における供給電気方式および供給電圧
⑷　負荷設備または主開閉器	⑷　負荷設備または主開閉器
⑸　接続供給の開始希望日および使用期間	⑸　接続供給の開始希望日および使用期間
ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。	ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。
⑶　需要抑制量調整供給事前検討の申込み	⑶　需要抑制量調整供給事前検討の申込み
イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。	イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。
ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
⑴　需要抑制契約者の名称	⑴　需要抑制契約者の名称
⑵　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	⑵　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
⑶　需要抑制量調整供給の開始希望日	⑶　需要抑制量調整供給の開始希望日
ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。	ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。
⑷　契約の申込み	⑷　契約の申込み

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
契約者は，⑴ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，⑴ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）⑴ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）⑵ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）⑶ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の写しの提出を不要と判断するときは，当該承諾書の写しの提出を省略することができるものといたします。	契約者は，⑴ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，⑴ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）⑴ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）⑵ホに定める~~発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは~~要件を満たすことを証明する文書および８（契約の要件）~~⑶~~⑵~~ホ~~ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）⑷ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の写しの提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の写しの提出を省略することができるものといたします。
なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行います。 また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，⑴の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域	なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴~~チ~~リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行います。 また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，⑴の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑶イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。	利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）~~⑶~~⑷イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
㈠　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	㈠　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
㈡　供給地点における供給電気方式および供給電圧	㈡　供給地点における供給電気方式および供給電圧
㈢　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等	㈢　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等
㈣　契約電力，契約電流または契約容量	㈣　契約電力，契約電流または契約容量
㈤　契約受電電力	㈤　契約受電電力
㈥　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別	㈥　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別
㈦　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値	㈦　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値
㈧　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	㈧　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
㈨　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	㈨　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
㈩　連　絡　体　制	㈩　連　絡　体　制
㈪　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合の契約使用期間	㈪　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合の契約使用期間
なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
㈠　契約者の名称	㈠　契約者の名称
㈡　連　絡　体　制	㈡　連　絡　体　制
㈢　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容	㈢　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容
㈣　振替供給の開始希望日	㈣　振替供給の開始希望日
ハ　発電量調整供給の場合	ハ　発電量調整供給の場合
	㈠　発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号
㈠　契約受電電力	~~㈠~~㈡　契約受電電力および同時最大受電電力
㈡　発電量調整受電計画電力	~~㈡~~㈢　発電量調整受電計画電力

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
(ハ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	~~(ハ)~~(ニ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ニ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	~~(ニ)~~(ホ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ホ)　連　絡　体　制	~~(ホ)~~(ヘ)　連　絡　体　制
ニ　需要抑制量調整供給の場合	ニ　需要抑制量調整供給の場合
(イ)　需要抑制契約者の名称	(イ)　需要抑制契約者の名称
(ロ)　需要抑制量調整受電計画電力	(ロ)　需要抑制量調整受電計画電力
(ハ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値	(ハ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値
(ニ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値	(ニ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値
(ホ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ホ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ヘ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称	(ヘ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称
(ト)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ	(ト)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる~~30~~31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ
(チ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(チ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(リ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(リ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ヌ)　需要抑制量調整供給の開始希望日	(ヌ)　需要抑制量調整供給の開始希望日
(ル)　連　絡　体　制	(ル)　連　絡　体　制
なお，需要抑制バランシンググループごとの(ト)の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。	なお，需要抑制バランシンググループごとの(ト)の算定方法となる~~30~~31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。
(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。	(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
⑹　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	⑹　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
⑺　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	⑺　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
⑻　契約者，発電契約者，発電者および需要者が電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある場合は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，契約者，発電契約者，発電者および需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにし，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。	⑻　契約者，発電契約者，発電者および需要者が電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある場合は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，契約者，発電契約者，発電者および需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにし，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
10　契約の成立および契約期間	**10　契約の成立および契約期間**
⑴　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。	⑴　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。
⑵　契約期間は，次によります。	⑵　契約期間は，次によります。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
㈠　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。	㈠　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。
㈡　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。	㈡　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。
㈢　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。	㈢　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。
	ロ　発電量調整供給の場合
	㈠　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。
	㈡　契約期間満了に先だって発電量調整供給契約もしくは系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。
	㈢　契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。
ロ　振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。	~~ロ~~ハ　振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約~~，発電量調整供給契約~~または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
11　託送供給等の開始 ⑴　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。 ⑵　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。	**11　託送供給等の開始** ⑴　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。 ⑵　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。	**12　供給準備その他必要な手続きのための協力** 契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。
13　電気方式，電圧および周波数 ⑴　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。	**13　電気方式，電圧および周波数** ⑴　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。
受電電圧：低圧 → 交流単相２線式，交流単相３線式または交流３相３線式 受電電圧：高圧または特別高圧 → 交流３相３線式	受電電圧：低圧 → 交流単相２線式，交流単相３線式または交流３相３線式 受電電圧：高圧または特別高圧 → 交流３相３線式
⑵　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。 ⑶　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）および予備送電サービス契約電力に応じて，次のとおりといたします。	⑵　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。 ⑶　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）および予備送電サービス契約電力に応じて，次のとおりといたします。

現　行（2023年12月27日実施）		変　更　後（2024年４月１日実施予定）	
契約受電電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルトまたは200ボルト	契約受電電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト		50キロワット以上2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト
	2,000キロワット以上10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト		2,000キロワット以上10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト		10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
	50,000キロワット以上	標準電圧 100,000ボルト		50,000キロワット以上	標準電圧 100,000ボルト
予備送電サービス契約電力	50キロワット以上2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト	予備送電サービス契約電力	50キロワット以上2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト
	2,000キロワット以上10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト		2,000キロワット以上10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト		10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
	50,000キロワット以上	標準電圧 100,000ボルト		50,000キロワット以上	標準電圧 100,000ボルト

⑷　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上	標準電圧　6,000ボルト

なお，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし，契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給

⑷　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上	標準電圧　6,000ボルト

なお，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし，契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
⑸　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，⑶または⑷に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。	⑸　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，⑶または⑷に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。
⑹　周波数は，標準周波数60ヘルツといたします。	⑹　周波数は，標準周波数60ヘルツといたします。
14　発電場所および需要場所	**14　発電場所および需要場所**
⑴　当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。 なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。	⑴　当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。 なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。
イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。 なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。	イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。 なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。
ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。	ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。
㈠　居住用の建物の場合 １建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。	㈠　居住用の建物の場合 １建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。
a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。	a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。
b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。	b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。
c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。	c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。
㈡　居住用以外の建物の場合	㈡　居住用以外の建物の場合

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。	１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。
㈠　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合	㈠　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合
１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，㈡に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り㈠に準ずるものといたします。	１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，㈡に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り㈠に準ずるものといたします。
⑵　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，⑴にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。	⑵　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，⑴にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。
⑶　道路その他公共の用に供せられる土地（⑴に定める構内または⑵に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。	⑶　道路その他公共の用に供せられる土地（⑴に定める構内または⑵に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。
⑷　⑴に定める１構内，⑴イに定める１建物，⑵に定める隣接する複数の構内または⑶に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，⑴，⑵または⑶にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。	⑷　⑴に定める１構内，⑴イに定める１建物，⑵に定める隣接する複数の構内または⑶に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，⑴，⑵または⑶にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。
イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。	イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。
㈠　非特例区域等について，⑴，⑵または⑶に準じて発電場所または需要場所を定めること。	㈠　非特例区域等について，⑴，⑵または⑶に準じて発電場所または需要場所を定めること。
㈡　当社が特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。	㈡　当社が特例区域等における業務を実施するため，~~42~~43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。
ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。	ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。
ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。	ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。	ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，4243（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。
ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。	ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。
15　供給および契約の単位	**15　供給および契約の単位**
(1)　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所につき，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。	(1)　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所に~~つき~~ついて１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。
イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合または次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合	イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合または次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合
(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス	(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス
(ﾛ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス	(ﾛ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス
(ﾊ)　高圧臨時接続送電サービス	(ﾊ)　高圧臨時接続送電サービス
(ﾆ)　特別高圧臨時接続送電サービス	(ﾆ)　特別高圧臨時接続送電サービス
ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約するとき。	ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約するとき。
(ｲ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス	(ｲ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス
(ﾛ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス	(ﾛ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス
ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合	ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合
ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合	ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合
ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等	ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。	のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。
ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合	ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合
⑵　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。 なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。	⑵　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。 なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。
⑶　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。	⑶　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。
⑷　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。	⑷　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，１系統連系受電契約を結びます。
なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいい	また，再生可能エネルギー発電設備（~~再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「~~再生可能エネルギー特別措置法~~」といいます。〕~~第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいい

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ます。ただし，再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。	ます。ただし，~~再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「~~特定契約~~」といいます。〕~~により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。
イ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸または⑹に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。	イ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸または⑹に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。
ロ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。	ロ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。	ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。
⑸　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。	⑸　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。	また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる~~30~~31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。
16　承 諾 の 限 界 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情，料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	**16　承 諾 の 限 界** 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情~~，~~ならびに料金，~~および~~この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。
17　契 約 書 の 作 成 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。	**17　契 約 書 の 作 成** 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅲ　料　　金	**Ⅲ　料　　金**
18　料　　金 料金は，次のとおりといたします。 ⑴　契約者に係る料金 イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）⑴によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，㈠，㈡，㈢，㈣または㈭に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。 ㈠　検　　針　　日 ㈡　電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または30（電力および電力量の算定）㉕の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日 ㈢　電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日 ㈣　契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） ㈭　30（電力および電力量の算定）㉙の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日 ハ　近接性評価割引 ㈠　適　　用 契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕⑴に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたし	**18　料　　金** 料金は，次のとおりといたします。 ⑴　契約者に係る料金 イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，~~23~~24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに~~25~~26（給電指令時補給電力）⑴によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，㈠，㈡，㈢，㈣または㈭に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定~~（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）~~いたします。 ㈠　検　　針　　日 ㈡　電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または~~30~~31（電力および電力量の算定）㉕の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日 ㈢　電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日 ㈣　契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） ㈭　~~30~~31（電力および電力量の算定）㉙の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日 ~~ハ　近接性評価割引~~ ~~㈠　適　　用~~ ~~契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕⑴に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたし~~

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ます。 なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。 (ﾛ)　近接性評価割引額の算定および割引の実施 a　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。 b　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。 c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，bに準じて割引を行ないます。 (2)　発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。	~~ます。~~ ~~なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。~~ ~~(ﾛ)　近接性評価割引額の算定および割引の実施~~ ~~a　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。~~ ~~b　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。~~ ~~c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，bに準じて割引を行ないます。~~ (2)　発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，~~22~~23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに~~25~~26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 (3)　発電者に係る料金 イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。 ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。 (ｲ)　検　　針　　日 (ﾛ)　発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ﾊ)　31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日 ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。
⑶　需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。	~~⑵~~⑷　需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，~~24~~25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。
19　接続送電サービス ⑴　適　用　範　囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。	**19　接続送電サービス** ⑴　適　用　範　囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。
⑵　接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。	⑵　接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。
イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。	イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。
㈠　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。	㈠　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。
a　新たに接続送電サービスを利用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを利用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを利用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。	a　新たに接続送電サービスを利用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを利用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを利用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。
b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。	b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。
c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サー	c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サー

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ビス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。	ビス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。
㈺　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，㈠にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。	㈺　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，㈠にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。
a　接続送電サービス契約電流	a　接続送電サービス契約電流
ⓐ　接続送電サービス契約電流は，５アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。	ⓐ　接続送電サービス契約電流は，５アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。
ⓑ　当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。	ⓑ　当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。
b　接続送電サービス契約容量	b　接続送電サービス契約容量
接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。	接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。
なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
㈻　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，	㈻　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ﾆ)　(ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後１年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。	(ﾆ)　(ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後１年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。
(ﾎ)　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。	(ﾎ)　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，~~50~~51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。
ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。 なお，新たに接続送電サービスを利用される場合等で，接続供給の開始日からの１年を通じての最大の負荷で契約することが適当でないと認められるときは，接続供給の開始日から１年間に限り，段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。	ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。 なお，新たに接続送電サービスを利用される場合等で，接続供給の開始日からの１年を通じての最大の負荷で契約することが適当でないと認められるときは，接続供給の開始日から１年間に限り，段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。
ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。	ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。
ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該不足電力の補給以外の供給分につき，イ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として，当該不足電力の補給の供給分につき，需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 また，当該不足電力の補給以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 なお，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。	ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該不足電力の補給以外の供給分につき，イ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として，当該不足電力の補給の供給分につき，需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 また，当該不足電力の補給以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，~~50~~51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 なお，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
(3)　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次により算定いたします。ただし，１供給地	(3)　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次により算定いたします。ただし，１供給地

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。 イ　低圧で供給する場合 (ｲ)　電灯定額接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c　契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a)　電　灯　料　金 i　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。	点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。 イ　低圧で供給する場合 (ｲ)　電灯定額接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c　契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a)　電　灯　料　金 i　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）

10ワットまでの１灯につき	４０円５５銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	８１円０９銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	１６２円１８銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	２４３円２７銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	４０５円４５銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	４０５円４５銭

10ワットまでの１灯につき	~~４０円５５銭~~ ３９円０９銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	~~８１円０９銭~~ ７８円１９銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	~~１６２円１８銭~~ １５６円３７銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	~~２４３円２７銭~~ ２３４円５５銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	~~４０５円４５銭~~ ３９０円９３銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	~~４０５円４５銭~~ ３９０円９３銭

ii　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b)　小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの１機器につき	１２１円１０銭
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	２４２円２１銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき50ボルトアンペアまでごとに	１２１円１０銭

50ボルトアンペアまでの１機器につき	~~１２１円１０銭~~ １１６円７７銭
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	~~２４２円２１銭~~ ２３３円５３銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき50ボルトアンペアまでごとに	~~１２１円１０銭~~ １１６円７７銭

e　そ　の　他

特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ロ)a(c)，(ハ)aまたは(ニ)aにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。	（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。
㈡　電灯標準接続送電サービス	㈡　電灯標準接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
ⓐ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ)ｂにより接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。	ⓐ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ)ｂにより接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。
ⓑ　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。	ⓑ　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。
ⓒ　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。	ⓒ　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。
ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，ⓐおよびⓒに該当し，かつ，ⓑの接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，ⓐおよびⓒに該当し，かつ，ⓑの接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
⑻　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	⑻　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｉ　⑵イ⑷により接続送電サービス契約電力を定める場合	ｉ　⑵イ⑷により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　２２７円３８銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　２２７円３８銭
ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ⅱ　⑵イ⑸により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合	ⅱ　⑵イ⑸により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合
接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　１６２円２４銭	接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　１６２円２４銭
ただし，⑵イ⑸ａにより接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。	ただし，⑵イ⑸ａにより接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電流５アンペア　８１円１３銭	接続送電サービス契約電流５アンペア　８１円１３銭
接続送電サービス契約電流15アンペア　２４３円３６銭	接続送電サービス契約電流15アンペア　２４３円３６銭
⑼　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	⑼　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　8円26銭	１キロワット時につき　~~8円26銭~~ 7円87銭

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
㈠　電灯時間帯別接続送電サービス	㈠　電灯時間帯別接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
㈡ａの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	㈡ａの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
ⓐ　基　本　料　金	ⓐ　基　本　料　金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ⅰ　⑵イ㈠により接続送電サービス契約電力を定める場合	ⅰ　⑵イ㈠により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　２２７円３８銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　２２７円３８銭
ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ⅱ　⑵イ㈡により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合	ⅱ　⑵イ㈡により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合
接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　１６２円２４銭	接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　１６２円２４銭

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ただし，⑵イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。	ただし，⑵イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電流５アンペア　８１円１３銭 接続送電サービス契約電流15アンペア　２４３円３６銭	接続送電サービス契約電流５アンペア　８１円１３銭 接続送電サービス契約電流15アンペア　２４３円３６銭
⑹　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼　間　時　間	⑹　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼　間　時　間
１キロワット時につき　８円６９銭	１キロワット時につき　~~８円６９銭~~ ８円２６銭
ii　夜　間　時　間	ii　夜　間　時　間
１キロワット時につき　７円８１銭	１キロワット時につき　~~７円８１銭~~ ７円４４銭
㈡　電灯従量接続送電サービス a　適　用　範　囲 (ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたもの	㈡　電灯従量接続送電サービス a　適　用　範　囲 (ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたもの

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
とし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	とし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
１キロワット時につき　１１円９９銭	１キロワット時につき　~~１１円９９銭~~ １１円５９銭
㈱　動力標準接続送電サービス	㈱　動力標準接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
⑷　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。	⑷　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。
⑹　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。	⑹　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。
ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，⑷に該当し，かつ，⑹の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，⑷に該当し，かつ，⑹の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサル	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサル

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
サービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	サービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
⑷　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	⑷　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｉ　⑵イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ｉ　⑵イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　５７１円４４銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　５７１円４４銭
ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ｉｉ　⑵イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ｉｉ　⑵イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　３７９円２６銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　３７９円２６銭
ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
⑸　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	⑸　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　6円15銭	１キロワット時につき　~~6円15銭~~ 5円58銭
⑹　そ　　の　　他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	⑹　そ　　の　　他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
ｄ　そ　　の　　他	ｄ　そ　　の　　他

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
㈥　動力時間帯別接続送電サービス	㈥　動力時間帯別接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
㈱ａの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	㈱ａの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
ⓐ　基　本　料　金	ⓐ　基　本　料　金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ⅰ　⑵イ㈠により接続送電サービス契約電力を定める場合	ⅰ　⑵イ㈠により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　５７１円４４銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　５７１円４４銭
ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ⅱ　⑵イ㈡により接続送電サービス契約電力を定める場合	ⅱ　⑵イ㈡により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　３７９円２６銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　３７９円２６銭

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
⑹　電 力 量 料 金	⑹　電 力 量 料 金
電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
ｉ　昼　間　時　間	ｉ　昼　間　時　間
１キロワット時につき　6円46銭	１キロワット時につき　~~6円46銭~~ 5円84銭
ⅱ　夜　間　時　間	ⅱ　夜　間　時　間
１キロワット時につき　5円83銭	１キロワット時につき　~~5円83銭~~ 5円29銭
⑹　そ　　の　　他	⑹　そ　　の　　他
接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
d　そ　　の　　他	d　そ　　の　　他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
㈥　動力従量接続送電サービス	㈥　動力従量接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
㈠ａの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	㈠ａの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたもの	接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたもの

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
とし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	とし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
１キロワット時につき　１５円５２銭	１キロワット時につき　~~１５円５２銭~~ １４円９５銭
d　そ　の　他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	d　そ　の　他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
ロ　高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合
⑴　高圧標準接続送電サービス	⑴　高圧標準接続送電サービス
a　適　用　範　囲 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。	a　適　用　範　囲 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
⑷　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電	⑷　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。	気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　５５３円２８銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　５５３円２８銭
⑹　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	⑹　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　３円０９銭	１キロワット時につき　~~３円０９銭~~ ２円６１銭
⑺　高圧時間帯別接続送電サービス a　適　用　範　囲 ⑴ a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス	⑺　高圧時間帯別接続送電サービス a　適　用　範　囲 ⑴ a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
⑻　基　本　料　金	⑻　基　本　料　金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。
なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。	なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　５５３円２８銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　５５３円２８銭
⑼　電　力　量　料　金	⑼　電　力　量　料　金
電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
ｉ　昼　間　時　間	ｉ　昼　間　時　間
１キロワット時につき　３円３２銭	１キロワット時につき　~~３円３２銭~~ ２円７９銭
ⅱ　夜　間　時　間	ⅱ　夜　間　時　間
１キロワット時につき　２円８５銭	１キロワット時につき　~~２円８５銭~~ ２円４０銭
㈥　高圧従量接続送電サービス	㈥　高圧従量接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
㈠ａの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	㈠ａの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
１キロワット時につき　１２円１７銭	１キロワット時につき　~~１２円１７銭~~ １１円６８銭
ハ　特別高圧で供給する場合 ⑷　特別高圧標準接続送電サービス a　適　用　範　囲 接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	ハ　特別高圧で供給する場合 ⑷　特別高圧標準接続送電サービス a　適　用　範　囲 接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧　20,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧　60,000ボルト 接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧100,000ボルト	接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧　20,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧　60,000ボルト 接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧100,000ボルト
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
⑷　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。	⑷　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　４８２円０５銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　４８２円０５銭
⑸　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	⑸　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　１円６４銭	１キロワット時につき　~~１円６４銭~~ １円２７銭
㈡　特別高圧時間帯別接続送電サービス a　適　用　範　囲 ⑺ａの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	㈡　特別高圧時間帯別接続送電サービス a　適　用　範　囲 ⑺ａの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⒜　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	４８２円０５銭

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⒜　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	４８２円０５銭

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⑹　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼　間　時　間	⑹　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼　間　時　間
１キロワット時につき　１円７４銭	１キロワット時につき　~~１円７４銭~~ １円３４銭
ii　夜　間　時　間	ii　夜　間　時　間
１キロワット時につき　１円５４銭	１キロワット時につき　~~１円５４銭~~ １円２１銭
㈠　特別高圧従量接続送電サービス a　適　用　範　囲 ㈠ａの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	㈠　特別高圧従量接続送電サービス a　適　用　範　囲 ㈠ａの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧 20,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧 60,000ボルト 接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧100,000ボルト	接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧 20,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧 60,000ボルト 接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧100,000ボルト
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
１キロワット時につき　９円５４銭	１キロワット時につき　~~９円５４銭~~ ９円１６銭
ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。 (ｲ)　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表６（平均力率の算定）によって算定された値といたします。 なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。 (ﾛ)　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該不足電力の補給以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該不足電力の補給以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。 ホ　そ　の　他 (ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 (ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用	ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。 (ｲ)　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表６（平均力率の算定）によって算定された値といたします。 なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。 (ﾛ)　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該不足電力の補給以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該不足電力の補給以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。 ホ　そ　の　他 (ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 (ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
いたしません。 ㈠　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。 ㈡　⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。 ㈢　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。 ⑷　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い 高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，⑶によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。 イ　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。 ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力	いたしません。 ㈠　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。 ㈡　⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。 ㈢　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。 ⑷　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い 高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，⑶によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。 イ　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。 ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力

ピークシフト電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	４７０円２８銭
	特別高圧で供給する場合	４０９円７５銭

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。	ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。
なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
20　臨時接続送電サービス	**20　臨時接続送電サービス**
⑴　適　用　範　囲	⑴　適　用　範　囲
契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。	契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。
⑵　臨時接続送電サービス契約電力等	⑵　臨時接続送電サービス契約電力等
電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。	電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。
イ　低圧で供給する場合	イ　低圧で供給する場合
㈠　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合	㈠　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合
次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。	次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。
ａ　臨時接続送電サービス契約電流	ａ　臨時接続送電サービス契約電流
ⓐ　臨時接続送電サービス契約電流は，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。	ⓐ　臨時接続送電サービス契約電流は，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。
ⓑ　当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。	ⓑ　当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。
ｂ　臨時接続送電サービス契約容量	ｂ　臨時接続送電サービス契約容量
ⓐ　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた	ⓐ　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。	値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の６キロボルトアンペアにつき	９５パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	８５パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	７５パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	６５パーセント

(b)　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾛ)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a)　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	１００パーセント
	次の２台の入力につき	９５パーセント
	上記以外のものの入力につき	９０パーセント

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⑹　⑷によってえた値の合計のうち	⑹　⑷によってえた値の合計のうち
最初の６キロワットにつき　１００パーセント 次の14キロワットにつき　９０パーセント 次の30キロワットにつき　８０パーセント 50キロワットをこえる部分につき　７０パーセント	最初の６キロワットにつき　１００パーセント 次の14キロワットにつき　９０パーセント 次の30キロワットにつき　８０パーセント 50キロワットをこえる部分につき　７０パーセント
b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
ロ　高圧または特別高圧で供給する場合 需要場所における負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合 需要場所における負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。
⑶　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次により算定いたします。	⑶　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次により算定いたします。
イ　低圧で供給する場合	イ　低圧で供給する場合
⑴　電灯臨時定額接続送電サービス	⑴　電灯臨時定額接続送電サービス
a　適　用　範　囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。	a　適　用　範　囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
総容量が50ボルトアンペアまでの場合　３円６０銭	総容量が50ボルトアンペアまでの場合　~~３円６０銭~~ ３円４７銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合　７円１９銭	総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合　~~７円１９銭~~ ６円９３銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに　７円１９銭	総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに　~~７円１９銭~~ ６円９３銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合　７１円８９銭	総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合　~~７１円８９銭~~ ６９円３４銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに　７１円８９銭	総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに　~~７１円８９銭~~ ６９円３４銭
㈡　電灯臨時接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a)　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。 (b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	㈡　電灯臨時接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a)　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。 (b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 ⒜　基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ(ﾛ)ｃ(a)ⅱにおいて適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 ⒝　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）⑶イ(ﾛ)ｃ(b)において適用される該当電力量料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。	c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 ⒜　基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ(ﾛ)ｃ(a)ⅱにおいて適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 ⒝　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）⑶イ(ﾛ)ｃ(b)において適用される該当電力量料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。
⑵　動力臨時定額接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島	⑵　動力臨時定額接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
臨時接続送電サービス契約電力１キロワット １日につき　９８円４２銭	~~９８円４２銭~~ ９３円８６銭
d　そ　の　他 当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。	d　そ　の　他 当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。
㈡　動力臨時接続送電サービス	㈡　動力臨時接続送電サービス
a　適　用　範　囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。	a　適　用　範　囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⒜　基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ㈱ｃ⑷ⅱにおいて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	⒜　基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ㈱ｃ⑷ⅱにおいて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
⒝　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）⑶イ㈱ｃ⑵において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。	⒝　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）⑶イ㈱ｃ⑵において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。
ロ　高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。	ロ　高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。
㈠　適　用　範　囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。	㈠　適　用　範　囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。
㈡　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。	㈡　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。
㈢　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	㈢　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
ａ　基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶ロ㈠ｃ⑷において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	ａ　基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶ロ㈠ｃ⑷において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｂ　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定するこ	ｂ　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定するこ

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ととし，19（接続送電サービス）⑶ロ(ｲ)ｃ(b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。	ととし，19（接続送電サービス）⑶ロ(ｲ)ｃ(b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。
ハ　特別高圧で供給する場合	ハ　特別高圧で供給する場合
臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。	臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。
(ｲ)　適　用　範　囲	(ｲ)　適　用　範　囲
臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。	臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。
(ﾛ)　供給電気方式および供給電圧	(ﾛ)　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧　20,000ボルト 臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧　60,000ボルト 臨時接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧100,000ボルト	臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧　20,000ボルト 臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧　60,000ボルト 臨時接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧100,000ボルト
(ﾊ)　臨時接続送電サービス料金	(ﾊ)　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
ａ　基　本　料　金	ａ　基　本　料　金
基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶ハ(ｲ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶ハ(ｲ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｂ　電　力　量　料　金	ｂ　電　力　量　料　金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定するこ	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定するこ

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ととし，19（接続送電サービス）⑶ハ(ｲ)ｃ(b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。	ととし，19（接続送電サービス）⑶ハ(ｲ)ｃ(b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。
ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）⑶ニに準じて適用いたします。	ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）⑶ニに準じて適用いたします。
ホ　そ　の　他 臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。	ホ　そ　の　他 臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
⑷　そ　の　他	⑷　そ　の　他
イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。	イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。
ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。	ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。
ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）⑷は，適用いたしません。	ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）⑷は，適用いたしません。
21　予備送電サービス	**21　予備送電サービス**
⑴　適　用　範　囲 高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。	⑴　適　用　範　囲 高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。
イ　予備送電サービスＡ 常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合	イ　予備送電サービスＡ 常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合
ロ　予備送電サービスＢ 常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧または特別高圧に限ります。）で利用する場合	ロ　予備送電サービスＢ 常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧または特別高圧に限ります。）で利用する場合
⑵　予備送電サービス契約電力 予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値（需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を行なう場合は，原則として，当該不足電力の補給の供給分の値を除きます。）とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における	⑵　予備送電サービス契約電力 予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値（需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を行なう場合は，原則として，当該不足電力の補給の供給分の値を除きます。）とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。	発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。
⑶　予備送電サービス料金	⑶　予備送電サービス料金
予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。	予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。
なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。	なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。
また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするための損失補正率で修正したものといたします。	また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするための損失補正率で修正したものといたします。
イ　予備送電サービスＡ	イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	８４円６６銭
	特別高圧で供給する場合	６７円００銭

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	８４円６６銭
	特別高圧で供給する場合	６７円００銭

ロ　予備送電サービスＢ	ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	１０９円００銭
	特別高圧で供給する場合	１０７円５０銭

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	１０９円００銭
	特別高圧で供給する場合	１０７円５０銭

⑷　力率割引および割増し	⑷　力率割引および割増し
力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）⑶ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。	力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）⑶ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。
⑸　そ　の　他	⑸　そ　の　他
イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。	イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。	ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。
ハ　契約者または発電契約者が希望される場合は，１受電地点または１	ハ　契約者または発電契約者が希望される場合は，１受電地点または１

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
供給地点ごとに予備送電サービスＡと予備送電サービスＢとをあわせて利用することができます。 ニ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，接続供給の場合は，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。	供給地点ごとに予備送電サービスＡと予備送電サービスＢとをあわせて利用することができます。 ニ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，接続供給の場合は，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。 **22　系統連系受電サービス** ⑴　適　用　範　囲 小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。 ⑵　系統連系受電課金対象電力 各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。 イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 (ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。 (ﾛ)　(ｲ)以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 (ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。 (ﾛ)　(ｲ)以外の場合 発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 (ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (ﾛ)　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。 (ハ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量 １キロボルトアンペア (ニ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ホ)　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット (3)　系統連系受電サービス料金 系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。 イ　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。 系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　｜　８５円１０銭 ロ　電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　｜　２３銭 ハ　系統設備効率化割引 系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）

定いたします。

(ｲ)　適　　用

a　系統設備効率化割引Ａ

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ａ－１，Ａ－２またはＡ－３に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

b　系統設備効率化割引Ｂ

低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ﾛ)　系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。

a　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

(a)　受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	３８円５６銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	７円９３銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	３円９７銭

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	⑹　⑷以外の場合 連系変電所等：別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴の割引区分Ａ－１の場合　単価：３８円５６銭 連系変電所等：別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴の割引区分Ａ－２の場合　単価：１５円８６銭 連系変電所等：別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴の割引区分Ａ－３の場合　単価：７円９３銭 系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき ｂ　系統設備効率化割引Ｂ単価 系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。 連系変電所等：別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴の割引区分Ｂ－１の場合　単価：３９円７４銭 連系変電所等：別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴の割引区分Ｂ－２の場合　単価：１６円３６銭 系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき ⑷　系統設備効率化割引額 系統設備効率化割引額は，⑵の系統連系受電課金対象電力に⑵の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。 ニ　そ　の　他 系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
22　発電量調整受電計画差対応電力 ⑴　適　　用 発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）⑸または⑹により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 ⑵　発電量調整受電計画差対応電力 イ　発電量調整受電計画差対応補給電力 ⑴　適　用　範　囲 30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電	**~~22~~23　発電量調整受電計画差対応電力** ⑴　適　　用 発電バランシンググループにおいて，~~38~~39（給電指令の実施等）⑸または⑹により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 ⑵　発電量調整受電計画差対応電力 イ　発電量調整受電計画差対応補給電力 ⑴　適　用　範　囲 30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ﾛ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ﾛ　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (ｲ)　適　用　範　囲 30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ﾛ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ﾛ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ﾛ　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (ｲ)　適　用　範　囲 30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ﾛ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
23　接続対象計画差対応電力 (1)　適　　用 38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2)　接続対象計画差対応電力 ｲ　接続対象計画差対応補給電力 (ｲ)　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いた	**~~23~~24　接続対象計画差対応電力** (1)　適　　用 ~~38~~39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2)　接続対象計画差対応電力 ｲ　接続対象計画差対応補給電力 (ｲ)　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いた

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
します。 (ﾛ)　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応余剰電力 (ｲ)　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ﾛ)　接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	します。 (ﾛ)　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応余剰電力 (ｲ)　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ﾛ)　接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 (1)　適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (2)　需要抑制量調整受電計画差対応電力 イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (ｲ)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価	**2425　需要抑制量調整受電計画差対応電力** (1)　適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (2)　需要抑制量調整受電計画差対応電力 イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (ｲ)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力	ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力
(ｲ)　適　用　範　囲	(ｲ)　適　用　範　囲
30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金	(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価	(ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
25　給電指令時補給電力	**~~25~~26　給電指令時補給電力**
(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金	(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金
イ　適　用　範　囲	イ　適　用　範　囲
38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。	~~38~~39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。
ロ　給電指令時補給電力料金	ロ　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ハ　給電指令時補給電力量	ハ　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。
ニ　給電指令時補給電力料金単価	ニ　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金
イ　適　用　範　囲	イ　適　用　範　囲
38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググルー	~~38~~39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググル

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
プに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	ープに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，~~38~~39（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅳ　　料金の算定および支払い	**Ⅳ　　料金の算定および支払い**
26　料金の適用開始の時期 接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。	**~~26~~27　料金の適用開始の時期** 接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。
27　検　　針　　日 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 ⑴　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。 なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）⑵ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。ただし，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。 ⑵　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。 ⑶　当社は，やむをえない事情のある場合には，⑴にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。 ⑷　当社は，次の場合には，⑴にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。	**~~27~~28　検　　針　　日** 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 ⑴　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。 なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）⑵ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。 ~~ただし~~また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合~~は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，~~の受電地点における検針日と供給地点における検針日~~を~~は，原則として同一の日と~~することがあります~~いたします。 ⑵　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。 ⑶　当社は，やむをえない事情のある場合には，⑴にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。 ⑷　当社は，次の場合には，⑴にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。 イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合 ロ　その他特別の事情がある場合 (5)　(3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。 (6)　(4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。 (7)　(4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。	なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。 イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合 ロ　その他特別の事情がある場合 (5)　(3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。 (6)　(4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。 (7)　(4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。
28　料金の算定期間 (1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型等計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせしたときは，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。 ハ　定額接続送電サービスの料金または30（電力および電力量の算定）㉕の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。	**~~28~~29　料金の算定期間** (1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型等計量器に記録される日~~（以下「計量日」と~~をいいます。）をお知らせしたときは，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。 ハ　定額接続送電サービスの料金または~~30~~31（電力および電力量の算定）㉕の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	⑵　系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。 イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ　高圧または特別高圧で受電する場合で，当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型等計量器に記録される日をいいます。）をお知らせしたときは，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。
⑵　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。	~~⑵~~⑶　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。
29　計　　量 ⑴　当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型等計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として37（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発	~~29~~30　計　　量 ⑴　当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型等計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として~~37~~38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。	該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。
なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，~~30~~31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
⑵　受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。	⑵　受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。 なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。
⑶　技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。	⑶　技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。
30　電力および電力量の算定	**~~30~~31　電力および電力量の算定**
⑴　発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。	⑴　発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。
⑵　発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。	⑵　発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，30分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。
⑶　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，⑷の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	⑶　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，⑷の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
⑷　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて	⑷　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。	当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。
⑸　接続受電電力 接続受電電力は，接続供給の場合で，⑹の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	⑸　接続受電電力 接続受電電力は，接続供給の場合で，⑹の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
⑹　接続受電電力量 接続受電電力量は，30分ごとの⑿の接続対象計画電力量といたします。	⑹　接続受電電力量 接続受電電力量は，30分ごとの⑿の接続対象計画電力量といたします。
⑺　接続供給電力 接続供給電力は，⑻の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。	⑺　接続供給電力 接続供給電力は，⑻の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。
⑻　接続供給電力量 接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするための損失補正率で修正したものといたします。 また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。 なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）⑶イ㈠および㈡の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差	⑻　接続供給電力量 接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするための損失補正率で修正したものといたします。 また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。 なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）⑶イ㈠および㈡の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
し引いたものといたします。 ⑼　接続対象電力 接続対象電力は，⑽の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ⑽　接続対象電力量 接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 $$接続供給電力量\times\frac{1}{1-損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}$$ ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零を超える場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。 (ｲ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値 ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回る場合 $$\left\{接続供給電力量\times\frac{1}{1-損失率(31〔損失率〕に定める損失率といたします。)}\right\}-需要抑制量調整受電計画電力量$$ (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 $$接続供給電力量\times\frac{1}{1-損失率(31〔損失率〕に定める損失率といたします。)}$$ ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回る場合	し引いたものといたします。 ⑼　接続対象電力 接続対象電力は，⑽の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ⑽　接続対象電力量 接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 $$接続供給電力量\times\frac{1}{1-損失率（~~31~~32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}$$ ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零を超える場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。 (ｲ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値 ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回る場合 $$\left\{接続供給電力量\times\frac{1}{1-損失率(~~31~~32〔損失率〕に定める損失率といたします。)}\right\}-需要抑制量調整受電計画電力量$$ (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 $$接続供給電力量\times\frac{1}{1-損失率(~~31~~32〔損失率〕に定める損失率といたします。)}$$ ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回る場合

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 －需要抑制量調整受電計画電力量 (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 (d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率}(31\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})}$ (ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭ロを適用している場合は，次の式によって算定された値 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 ⑪　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，⑫の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ⑫　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。 ⑬　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は，⑭の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ⑭　需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。	当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 －需要抑制量調整受電計画電力量 (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 (d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率}(\sout{31}32\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})}$ (ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭ロを適用している場合は，次の式によって算定された値 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 ⑪　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，⑫の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ⑫　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。 ⑬　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は，⑭の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ⑭　需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値 (ｲ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝０ (ﾛ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝ ベースライン－｛接続供給電力量×（1／（1－損失率(31〔損失率〕に定める損失率といたします。））｝ (ﾊ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝需要抑制量調整受電計画電力量 ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。） 需要抑制量調整受電電力量＝ ベースライン－｛接続供給電力量×（1／（1－損失率(31〔損失率〕に定める損失率といたします。））｝ ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。 (15)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (16)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約	イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値 (ｲ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝０ (ﾛ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝ ベースライン－｛接続供給電力量×（1／（1－損失率(~~31~~32〔損失率〕に定める損失率といたします。））｝ (ﾊ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝需要抑制量調整受電計画電力量 ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。） 需要抑制量調整受電電力量＝ ベースライン－｛接続供給電力量×（1／（1－損失率(~~31~~32〔損失率〕に定める損失率といたします。））｝ ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。 (15)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (16)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑶のとおりといたします。	者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑶のとおりといたします。
⑰　ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。	⑰　ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。
⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。 (ｲ)　⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発	⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。 (ｲ)　⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。 c　38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 d　38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。 ⑵　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 a　38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕⑵ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。 c　~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 d　~~38~~39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。 ⑵　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 a　~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（~~38~~39〔給電指令の実施等〕⑵ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 b　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによっ	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 b　ファーム電源に対して，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（~~38~~39〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはト

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
て出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	によって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および~~38~~39（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
d　38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給	d　~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および~~38~~39

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 e　38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）⑵ホによって	（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 e　~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および~~38~~39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホに

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	よって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に~~38~~39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に~~38~~39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
－38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 ⑲　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量 ⑳　接続対象計画差対応補給電力量	量 －~~38~~39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 ⑲　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは~~38~~39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量 ⑳　接続対象計画差対応補給電力量

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑻にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝接続対象電力量－接続対象計画電力量	接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑻にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝接続対象電力量－接続対象計画電力量
⑵　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑻にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝接続対象計画電力量－接続対象電力量	⑵　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑻にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝接続対象計画電力量－接続対象電力量
⑵　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⑭ロを適用している場合で，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。	⑵　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⑭ロを適用している場合で，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ $\frac{\text{接続供給電力量}}{\{1-\text{損失率}(31\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})\}}$ －ベースライン	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ $\frac{\text{接続供給電力量}}{\{1-\text{損失率}(\sout{31}32\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})\}}$ －ベースライン
㉓　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量	㉓　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量
㉔　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。	㉔　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。
㉕　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	㉕　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。
㉖　27（検針日）⑵または⑷の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	㉖　~~27~~28（検針日）⑵または⑷の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。
㉗　15（供給および契約の単位）⑴において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。	㉗　15（供給および契約の単位）⑴において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。
㉘　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。	㉘　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
㉙　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表９（電力量の協定）⑶を基準として定め，その値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。	㉙　計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表９（電力量の協定）⑶を基準として定め，その値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。
31　損　　失　　率 この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。	~~31~~32　損　　失　　率 この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。
低圧で供給する場合　８．６パーセント 高圧で供給する場合　３．２パーセント 特別高圧で供給する場合　１．３パーセント	低圧で供給する場合　８．６パーセント 高圧で供給する場合　３．２パーセント 特別高圧で供給する場合　１．３パーセント
32　料 金 の 算 定 ⑴　送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。 イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合 ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合 ハ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，	~~32~~33　料 金 の 算 定 ⑴　送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。 イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合 ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合 ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合 ~~ハ~~ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
料金に変更があった場合	時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合
ニ　28（料金の算定期間）⑴イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。	~~ニ~~ホ　~~28~~29（料金の算定期間）⑴イの場合で，供給側検針期間の日数がその供給側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
ホ　28（料金の算定期間）⑴ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。	~~ホ~~ヘ　~~28~~29（料金の算定期間）⑴ロの場合で，供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
	ト　29（料金の算定期間）⑵イの場合で，受電側検針期間の日数がその受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
	チ　29（料金の算定期間）⑵ロの場合で，受電側計量期間の日数がその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
⑵　当社は，⑴ロ，ハ，ニまたはホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。	⑵　当社は，⑴ロ~~，ハ，ニまたはホ~~からチまでの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金~~および~~，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。
イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合	イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合
１月の該当料金×日割計算対象日数／検針期間の日数	１月の該当料金×日割計算対象日数／供給側検針期間または受電側検針期間の日数
ただし，⑴ニまたはホに該当する場合は，	ただし，⑴~~ニ~~ホ，ヘ，トまたは~~ホ~~チに該当する場合は，
１月の該当料金×日割計算対象日数／暦日数	１月の該当料金×日割計算対象日数／暦日数
といたします。	といたします。
ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合	ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合
１月の該当割引額×日割計算対象日数／検針期間の日数	１月の該当割引額×日割計算対象日数／供給側検針期間または受電側検針期間の日数
ただし，⑴ニまたはホに該当する場合は，	ただし，⑴~~ニ~~ホ，ヘ，トまたは~~ホ~~チに該当する場合は，
１月の該当割引額×日割計算対象日数／暦日数	１月の該当割引額×日割計算対象日数／暦日数
といたします。	といたします。
⑶　⑴ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。	⑶　⑴ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。
また，⑴ハの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。	また，⑴~~ハ~~ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	⑷　⑴ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 　また，⑴ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。
⑷　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。	~~⑷~~⑸　契約者が供給地点を新たに設定し，~~または~~もしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。
イ　供給地点を新たに設定した場合 　供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。	イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 　供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。
ロ　供給地点を消滅させる場合 　消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。	ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 　消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。
⑸　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または30（電力および電力量の算定）㉕の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの⑵イおよびロにいう検針期間の日数は，⑷に準ずるものといたします。この場合，⑷にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。	~~⑸~~⑹　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または~~30~~31（電力および電力量の算定）㉕の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの⑵イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，~~⑷~~⑸に準ずるものといたします。この場合，~~⑷~~⑸にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。
⑹　28（料金の算定期間）⑴ロの場合は，⑵イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう検針期間の日数は，⑷に準ずるものといたします。この場合，⑷にいう検針日は，計量日といたします。	~~⑹~~⑺　~~28~~29（料金の算定期間）⑴ロまたは29（料金の算定期間）⑵ロの場合は，⑵イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，供給側計量期間または受電側計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，~~または~~もしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，~~⑷~~⑸に準ずるものといたします。この場合，~~⑷~~⑸にいう検針日は，計量日といたします。
⑺　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。	~~⑺~~⑻　契約者が供給地点を新たに設定し，~~または~~もしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。
イ　供給地点を新たに設定した場合 　その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものとい	イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 　その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
たします。）の属する月の日数といたします。	側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。
ロ　供給地点を消滅させる場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。
⑻　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。	~~⑻~~⑼　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。
イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，⑵イにより日割計算をいたします。	イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，⑵イにより日割計算をいたします。
ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。	ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。
⑼　供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，⑵イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。	~~⑼~~⑽　供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，⑵イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。
33　支払義務の発生および支払期日	**~~33~~34　支払義務の発生および支払期日**
⑴　日程等別料金の支払義務は，18（料金）⑴ロに定める料金算定日に発生いたします。	⑴　日程等別料金の支払義務は，18（料金）⑴ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。
	⑵　系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）⑶ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。
⑵　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，30（電力および電力量の算定）⑳の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。	~~⑵~~⑶　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑳の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。
⑶　⑴の日程等別料金または⑵の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期	~~⑶~~⑷　⑴の日程等別料金~~または~~，⑵の系統連系受電サービス料金または~~⑵~~⑶の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
日は翌営業日といたします。	の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
イ　54（解約等）⑴により解約となった場合	イ　~~54~~55（解約等）⑴により解約となった場合
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出し，もしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出し，もしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合
ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産，再生，会社更生，特別清算もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受け，または自ら申立てを行なった場合	ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産，再生，会社更生，特別清算もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受け，または自ら申立てを行なった場合
ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合	ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合
ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合	ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合
ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合	ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合
⑷　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおりといたします。	~~⑷~~⑸　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が~~⑶~~⑷イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおりといたします。
イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が~~⑶~~⑷イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が~~⑶~~⑷イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が~~⑶~~⑷イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 　なお，⑶イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が~~⑶~~⑷イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。 　なお，~~⑶~~⑷イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。	当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。
⑸　当社は，⑵の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	~~⑸~~⑹　当社は，~~⑵~~⑶の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
34　料金その他の支払方法	**~~34~~35　料金その他の支払方法**
⑴　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。	⑴　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。
イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。	イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。
ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。	ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。
ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。	ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。
ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
⑵　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。	⑵　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。
イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。	イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。
ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。	ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。
ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。	ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。 ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。 ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 ⑶　発電者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。 なお，支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。 また，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。 ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。 ⑴　発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合 ⑵　発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。 ⑶　その他当社が必要と認めた場合 ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。 ⑴　イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。 ⑵　ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。 ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。 ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 　なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。
⑶　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。	~~⑶~~⑷　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。
イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 　なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。	イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 　なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。
ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。	ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。
ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。 　なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 　また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。	ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。 　なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 　また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。
ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。	ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。
⑷　当社の料金の支払方法は，次によります。	~~⑷~~⑸　当社の料金の支払方法は，次によります。
イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込み等によってお支払いいたします。 　なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。	イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込み等によってお支払いいたします。 　なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。
ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。	ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。
ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。 　なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 　また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象とな	ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。 　なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 　また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象とな

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
る料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。	る料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。
35　保　　証　　金	**~~35~~36　保　　証　　金**
⑴　契約者の場合は，次によります。	⑴　契約者の場合は，次によります。
イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときには，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。	イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときには，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。
㈠　料金の支払いの延滞があった場合	㈠　料金の支払いの延滞があった場合
㈡　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，30（電力および電力量の算定）⑳によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）⑳によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，39（適正契約の保持等）⑶によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。	㈡　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑳によって算定された値が著しく大きい場合または~~30~~31（電力および電力量の算定）⑳によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，~~39~~40（適正契約の保持等）⑶によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。
㈢　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合	㈢　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合
ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。	ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。
ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。	ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。
ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。	ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。
ホ　当社は，保証金について利息を付しません。	ホ　当社は，保証金について利息を付しません。
ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
⑵　発電契約者の場合は，次によります。	⑵　発電契約者の場合は，次によります。
イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。	イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。	ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。
ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。	ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。
ニ　当社は，保証金について利息を付しません。	ニ　当社は，保証金について利息を付しません。
ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約	ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
	⑶　発電者の場合は，次によります。
	イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
	ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。
	ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。
	ニ　当社は，保証金について利息を付しません。
	ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
⑶　需要抑制契約者の場合は，次によります。	~~⑶~~⑷　需要抑制契約者の場合は，次によります。
イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。	イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。	ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。
ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。	ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。
ニ　当社は，保証金について利息を付しません。	ニ　当社は，保証金について利息を付しません。
ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
36　連　帯　責　任	**~~36~~37　連　帯　責　任**
１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金，工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。	１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金，工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅴ　供　　給	**Ⅴ　供　　給**
37　託送供給等の実施	**~~37~~38　託送供給等の実施**
⑴　接続供給の場合	⑴　接続供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
㈠　契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。	㈠　契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。
㈡　契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。	㈡　契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。
ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。
ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお，当社は，38（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，契約者および需要者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。	ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお，当社は，~~38~~39（給電指令の実施等）および~~75~~76（保安等に対する発電者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，契約者および需要者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⑵　振替供給の場合	⑵　振替供給の場合
イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
⑶　発電量調整供給の場合	⑶　発電量調整供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
㈠　発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。	㈠　発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
㈡　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。	㈡　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。
ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。
ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ホ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ヘ　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。 なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。こ	ヘ　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。 なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。こ

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
の場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。	の場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。
ト　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ト　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
なお，当社は，38（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電契約者および発電者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。	なお，当社は，~~38~~39（給電指令の実施等）および~~75~~76（保安等に対する発電者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電契約者および発電者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。
⑷　需要抑制量調整供給の場合	⑷　需要抑制量調整供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
㈠　需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。	㈠　需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
㈡　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。	㈡　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。
ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。	ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。
ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ホ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ヘ　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力	ヘ　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ト　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ト　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
38　給電指令の実施等	**~~38~~39　給電指令の実施等**
⑴　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）⑶トにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。	⑴　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，~~37~~38（託送供給等の実施）⑶トにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。
⑵　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。この場合，当社は，必要に応じて，契約者，発電契約者，発電者または需要者にお知らせいたします。	⑵　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。この場合，当社は，必要に応じて，契約者，発電契約者，発電者または需要者にお知らせいたします。
イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合	イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合
ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合	ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合
ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電等を抑制する必要が生じた場合	ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電等を抑制する必要が生じた場合
ニ　振替供給の場合，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。	ニ　振替供給の場合，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。
ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。	ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。	ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合	ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合
⑶　当社は，低圧で受電または供給する場合で，⑵イ，ロ，ホ，ヘまたは	⑶　当社は，低圧で受電または供給する場合で，⑵イ，ロ，ホ，ヘまたは

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
トのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。	トのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。
⑷　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部が中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が，系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。	⑷　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部が中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が，系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。
⑸　当社は，発電量調整供給において，⑵イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	⑸　当社は，発電量調整供給において，⑵イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
⑹　当社は，発電量調整供給において，⑵ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	⑹　当社は，発電量調整供給において，⑵ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
⑺　当社は，⑵イ，ロ，ハ，トまたは⑶によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。 ⑴　割 引 の 対 象	~~⑺　当社は，⑵イ，ロ，ハ，トまたは⑶によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。~~ ~~イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。~~ ~~⑴　割 引 の 対 象~~

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）⑴イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。	~~電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）⑴イ，ロ，ハ，ニ，またはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。~~
㈺　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。	~~㈺　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。~~
㈠　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。	~~㈠　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。~~
ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合	~~ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合~~
㈠　割 引 の 対 象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）⑴イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。	~~㈠　割 引 の 対 象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）⑴イ，ロ，ハ，ニ，またはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。~~
㈺　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。	~~㈺　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。~~
㈠　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式により修正したうえで合計いたします。 a　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ H′　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間 D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大	~~㈠　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式により修正したうえで合計いたします。 a　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ H′　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間 D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大~~

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
値 b　接続供給電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A-B}{A}$ H′ ＝　修正時間 H　＝　制限時間 A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。） B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。	~~値~~ ~~b　接続供給電力量を制限した場合~~ ~~$H' = H \times \frac{A-B}{A}$~~ ~~H′ ＝　修正時間~~ ~~H　＝　制限時間~~ ~~A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。）~~ ~~B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量~~ ~~c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。~~ (7)　当社は，(2)イ，ロ，ホ，ヘ，トまたは(3)によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，(2)ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または(2)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット未満となるとき。 (ｲ)　割 引 の 対 象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 (ﾊ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	㈠　割 引 の 対 象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）⑴イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 ㈡　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。 ㈢　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式により修正したうえで合計いたします。 a　発電量調整受電電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ H′ ＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間 D　＝　当該受電地点の同時最大受電電力 d　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値 b　発電量調整受電電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A-B}{A}$ H′ ＝　修正時間 H　＝　制限時間 A　＝　制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量（発電者の平常運転時の発電量調整受電電力量の実績等にもとづき算定される推定発電量調整受電電力量といたします。） B　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量 c　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。
⑻　⑺による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１	⑻　⑺による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が~~契約者~~発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日にお

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
回の工事による制限または中止の時間といたします。 　なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。	ける１回の工事による制限または中止の時間といたします。 ~~　なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。~~
	(9)　当社は，(2)または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。
(9)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(7)および(8)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。	~~(9)~~(10)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合~~には，(7)および(8)に準じて割引を行ない料金を算定いたします~~，これにともなう料金の減額は行ないません。
(10)　当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	~~(10)~~(11)　当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
39　適正契約の保持等	**~~39~~40　適正契約の保持等**
(1)　当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。	(1)　当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。
(2)　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。	(2)　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。
(3)　当社は，30（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），30（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要	(3)　当社は，~~30~~31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，~~30~~31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，~~30~~31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），~~30~~31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または~~30~~31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合また

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。	は需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。
40　契 約 超 過 金	**4041　契 約 超 過 金**
⑴　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。 　なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。	⑴　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。 　なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。
⑵　契約超過金は，契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。 　なお，契約超過金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセントの延滞利息（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）を申し受けます。	⑵　発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。 　なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。 イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 　(ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 　　その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。 　(ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 　　その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 　(ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 　　発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	値といたします。 (ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 (ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (ﾛ)　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。 (ﾊ)　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア (ﾆ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１キロボルトアンペア ただし，電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ﾎ)　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット ~~(2)~~(3)　契約超過金~~は，~~の支払期日，支払方法等については，次のとおりといたします。 イ　契約者の場合 契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。 なお，契約超過金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセントの延滞利息（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）を申し受けます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	ロ　発電者の場合 同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。 なお，契約超過金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセントの延滞利息（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）を申し受けます。
41　力率の保持 ⑴　低圧で供給する場合 イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。 ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 なお，進相用コンデンサは，別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。 ⑵　高圧または特別高圧で供給する場合 イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。 なお，軽負荷時には進相用コンデンサの開放により，進み力率とならないようにしていただきます。また，契約者の負担で適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。 ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。 なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。	**4142　力率の保持** ⑴　低圧で供給する場合 イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。 ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 なお，進相用コンデンサは，別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。 ⑵　高圧または特別高圧で供給する場合 イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。 なお，軽負荷時には進相用コンデンサの開放により，進み力率とならないようにしていただきます。また，契約者の負担で適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。 ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。 なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (1)　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査 (2)　75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 (3)　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認 (4)　計量器の検針または計量値の確認 (5)　44（託送供給等の停止），52（契約の廃止）または54（解約等）により必要な処置 (6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約および発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物に係る保安の確認に必要な業務	**4243　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施** 当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (1)　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査 (2)　~~75~~76（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 (3)　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認 (4)　計量器の検針または計量値の確認 (5)　4445（託送供給等の停止），~~52~~53（契約の廃止）または~~54~~55（解約等）により必要な処置 (6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，~~および~~発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物に係る保安の確認に必要な業務
43　託送供給等にともなう協力 (1)　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。 イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合 ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合 ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合 ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合	**4344　託送供給等にともなう協力** (1)　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。 イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合 ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合 ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合 ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⑵　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，⑴に準じて取り扱います。 　なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。	⑵　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，⑴に準じて取り扱います。 　なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。
44　託送供給等の停止 ⑴　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合 ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合 ハ　61（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合 ⑵　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合 ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の供給設備を使用，または電気を使用された場合 ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合 ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。 ホ　42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合 ヘ　43（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合 ⑶　契約者または発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される	**4445　託送供給等の停止** ⑴　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合 ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合 ハ　6162（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合 ⑵　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合 ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の供給設備を使用，~~または~~電気を使用または発電もしくは放電された場合 ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合 ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。 ホ　4243（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合 ヘ　4344（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合 ⑶　契約者~~または~~，発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，3940（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
場合 ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合 ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合 ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合 ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。） (4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 (5)　(1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力していただきます。 また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。	場合 ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合 ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合 ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合 ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。） (4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 (5)　(1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力していただきます。 また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。
45　託送供給等の停止の解除 44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。	**~~45~~46　託送供給等の停止の解除** ~~44~~45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。
46　託送供給の停止期間中の料金 44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を32（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。	**~~46~~47　託送供給等の停止期間中の料金** ~~44~~45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を~~32~~33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。
47　違　約　金 (1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。 イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　44（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合	**~~47~~48　違　約　金** (1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。 イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　~~44~~45（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⑵　⑴の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 ⑶　不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。	⑵　⑴の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 ⑶　不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。
48　損害賠償の免責 ⑴　11（託送供給等の開始）⑴によってあらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給を開始できなかった場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。 ⑵　38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。 ⑶　契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者および需要者が９（検討および契約の申込み）⑻による措置を講じなかったことによって生じた損害については，当社は，その賠償の責めを負いません。 ⑷　44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または54（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 ⑸　44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または54（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が54（解約等）⑴ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 ⑹　当社は，その他の事故によって契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。	**4849　損害賠償の免責** ⑴　11（託送供給等の開始）⑴によってあらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給を開始できなかった場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。 ⑵　~~38~~39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。 ⑶　契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者および需要者が９（検討および契約の申込み）⑻による措置を講じなかったことによって生じた損害については，当社は，その賠償の責めを負いません。 ⑷　~~44~~45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または~~54~~55（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 ⑸　~~44~~45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または~~54~~55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が~~54~~55（解約等）⑴ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 ⑹　当社は，その他の事故によって契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。
49　設 備 の 賠 償 契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給	**4950　設 備 の 賠 償** 契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。 ⑴　修理可能の場合 　　修　理　費 ⑵　亡失または修理不可能の場合 　　帳簿価額と取替工費の合計額	契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。 ⑴　修理可能の場合 　　修　理　費 ⑵　亡失または修理不可能の場合 　　帳簿価額と取替工費の合計額

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅵ　　契約の変更および終了	**Ⅵ　　契約の変更および終了**
50　契 約 の 変 更 ⑴　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。 ⑵　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの⑴による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。 イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型等計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。 　また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。 ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型等計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。 ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。	**~~50~~51　契 約 の 変 更** ⑴　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。 ⑵　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの⑴による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。 イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型等計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。 　また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。 ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型等計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。 ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。 ⑶　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，当社の供給設備を同一条件で継続して利用されることまたは反復して利用されること

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	が想定されるにもかかわらず，発電契約者から発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出があるときは，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。
⑶　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 　なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	~~⑶~~⑷　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 　なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
51　名 義 の 変 更 　合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合で，当社が承諾したときには，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者または発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約または当該発電量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴チに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。	~~51~~52　名 義 の 変 更 　合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合で，当社が承諾したときには，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者~~または~~，発電契約者または発電者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約~~または~~，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約~~または~~，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴~~チ~~リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。
52　契 約 の 廃 止 ⑴　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。	~~52~~53　契 約 の 廃 止 ⑴　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。	整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。
	⑵　当社の供給設備を継続して利用されることまたは反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，⑴にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。
⑵　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，54（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約または発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。	~~⑵~~⑶　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，~~54~~55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ　当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約~~または~~，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。
	⑷　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
⑶　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	~~⑶~~⑸　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算	**5354　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算**
⑴　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。 イ　接続供給の場合 (ｲ)　低圧で供給する場合 a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を	⑴　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。 イ　接続供給の場合 (ｲ)　低圧で供給する場合 a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，7273（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 　また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。	受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 　また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，~~72~~73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。
c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，aおよびbにかかわらず精算いたしません。	c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，aおよびbにかかわらず精算いたしません。
d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，a，bおよびcに準ずるものといたします。	d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，a，bおよびcに準ずるものといたします。
㈡　高圧または特別高圧で供給する場合	㈡　高圧または特別高圧で供給する場合
a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 　また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備（高圧で受電または供給する場合で，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分を除きます。）について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。	a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 　また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備（高圧で受電または供給する場合で，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分を除きます。）について，~~72~~73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。
b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといた	b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといた

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
します。 また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。	します。 また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，~~72~~73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。
㈠　19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕⑵ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕⑵イ㈠に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）⑵イ㈠ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，㈡または㈢に準ずるものといたします。この場合，㈡または㈢にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定された日は，需要場所における受電設備等を新たに設定された日とし，接続送電サービス契約電力を増加された日は，需要場所における受電設備の総容量等を増加された日とし，接続送電サービス契約電力を減少される日は，19（接続送電サービス）⑵イ㈠ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる日といたします。	㈠　19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕⑵ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕⑵イ㈠に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）⑵イ㈠ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，㈡または㈢に準ずるものといたします。この場合，㈡または㈢にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定された日は，需要場所における受電設備等を新たに設定された日とし，接続送電サービス契約電力を増加された日は，需要場所における受電設備の総容量等を増加された日とし，接続送電サービス契約電力を減少される日は，19（接続送電サービス）⑵イ㈠ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる日といたします。
ロ　発電量調整供給の場合	ロ　発電量調整供給の場合
㈠　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合で，新たに施設された当社の供給設備を撤去するときには，当社は，撤去に要する諸工費（諸掛りを含みます。）から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	㈠　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合で，新たに施設された当社の供給設備を撤去するときには，当社は，撤去に要する諸工費（諸掛りを含みます。）から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
㈡　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	㈡　発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
⑵　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，⑴にかかわらず精算いたしません。 なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に⑴に準じて精算を行ないます。	⑵　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，⑴にかかわらず精算いたしません。 なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に⑴に準じて精算を行ないます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⑶　非常変災等やむをえない理由による場合は，⑴にかかわらず精算いたしません。	⑶　非常変災等やむをえない理由による場合は，⑴にかかわらず精算いたしません。
54　解　　約　　等	**5455　解　　約　　等**
⑴　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	⑴　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
なお，この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	~~なお，~~この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。
また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。	また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。
イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合	イ　4445（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合
㈠　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	㈠　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
	㈡　発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。
㈡　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	~~㈡~~㈢　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
㈢　料金以外の債務を支払われない場合	~~㈢~~㈣　料金以外の債務を支払われない場合
	㈤　当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合
ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。	ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~3940（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。
㈠　８（契約の要件）を欠くに至った場合	㈠　８（契約の要件）を欠くに至った場合
㈡　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	㈡　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
㈠　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ㈡　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ㈢　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。 ㈣　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合 ㈤　その他この約款に反した場合 ⑵　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 　この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	㈠　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ㈡　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ㈢　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。 ㈣　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合 ㈤　その他この約款に反した場合 ⑵　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 　この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 ⑶　発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 　この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。 ⑷　発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。 　なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 ⑸　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が⑴によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 　この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
55　契約消滅後の債権債務関係 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。	**~~55~~56　契約消滅後の債権債務関係** 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅶ　　受電方法および供給方法ならびに工事	**Ⅶ　　受電方法および供給方法ならびに工事**
56　受電地点，供給地点および施設	**~~56~~57　受電地点，供給地点および施設**
⑴　受　電　地　点	⑴　受　電　地　点
イ　電気の受電地点は，当社の電線路または引込線と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の発電設備等が当社の電線路または引込線と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。	イ　電気の受電地点は，当社の電線路または引込線と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の発電設備等が当社の電線路または引込線と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。
ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。	ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。
㈠　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合	㈠　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合
㈡　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合	㈡　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合
㈢　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。	㈢　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。
㈣　58（地中引込線）⑷により地中引込線によって電気を受電する場合	㈣　~~58~~59（地中引込線）⑷により地中引込線によって電気を受電する場合
㈤　その他特別の事情がある場合	㈤　その他特別の事情がある場合
⑵　供　給　地　点	⑵　供　給　地　点
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
㈠　供給地点は，当社の電線路または引込線と需要者の電気設備との接続点といたします。	㈠　供給地点は，当社の電線路または引込線と需要者の電気設備との接続点といたします。
㈡　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。	㈡　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。
ａ　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合	ａ　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合
ｂ　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合	ｂ　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合
ｃ　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。	ｃ　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
d　58（地中引込線）⑷により地中引込線によって電気を供給する場合	d　~~58~~59（地中引込線）⑷により地中引込線によって電気を供給する場合
e　その他特別の事情がある場合	e　その他特別の事情がある場合
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
供給地点は，会社間連系点といたします。	供給地点は，会社間連系点といたします。
⑶　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。 なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。	⑶　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。 なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。
⑷　付帯設備（⑶により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。	⑷　付帯設備（⑶により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。
⑸　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，⑴または⑵に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。	⑸　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，⑴または⑵に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。
57　架 空 引 込 線	**~~57~~58　架 空 引 込 線**
⑴　当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。	⑴　当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。
⑵　引込線取付点は，当社の電線路の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。	⑵　引込線取付点は，当社の電線路の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。
⑶　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。	⑶　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。
⑷　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込	⑷　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。	小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。
⑸　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。	⑸　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。
イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。	イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。
ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。	ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。
58　地 中 引 込 線	**~~58~~59　地 中 引 込 線**
⑴　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。	⑴　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。
イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点	イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点
ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点	ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点
なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。	なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。
⑵　⑴により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は，当社の電線路の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。	⑵　⑴により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は，当社の電線路の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。
なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込	なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。 イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所 ロ　建物の３階以下にある場所 ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所 (3)　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。 なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。 イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。） ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール ハ　その他イまたはロに準ずる設備 (4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。	線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。 イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所 ロ　建物の３階以下にある場所 ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所 (3)　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。 なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。 イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。） ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール ハ　その他イまたはロに準ずる設備 (4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，~~66~~67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または~~69~~70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。
59　連接引込線等 (1)　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。 なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。	**~~59~~60　連接引込線等** (1)　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。 なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⑵　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。 イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。 ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。	⑵　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。 イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。 ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。 なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。	**~~60~~61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法** 中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。 なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。
61　引込線の接続 当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。 なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置変更工事（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける工事を含みます。）およびこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。	**~~61~~62　引込線の接続** 当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。 なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置変更工事（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける工事を含みます。）およびこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。
62　計量器等の取付け ⑴　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器箱および変成器の２次配線ならびに計量器の読みを遠隔検針する場合の通信装置および通信回線等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，次のとおりといたします。ただし，記録型等計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。 イ　接続供給電力量および最大需要電力等の計量に必要な計量器，その	**~~62~~63　計量器等の取付け** ⑴　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器箱および変成器の２次配線ならびに計量器の読みを遠隔検針する場合の通信装置および通信回線等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，次のとおりといたします。ただし，記録型等計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。 イ　接続供給電力量および最大需要電力等の計量に必要な計量器，その

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。	付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。
ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。	ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は~~67~~68（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。
(2)　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ鍵の提出等解錠に必要な協力を行なっていただくことがあります。	(2)　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ鍵の提出等解錠に必要な協力を行なっていただくことがあります。
(3)　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。	(3)　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。
(4)　当社は，記録型等計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。	(4)　当社は，記録型等計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。
(5)　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更する場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。	(5)　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更する場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。
(6)　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。	(6)　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。
63　通信設備の施設	**~~63~~64　通信設備の施設**
(1)　給電指令上必要な電力保安通信用電話設備は，契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。	(1)　給電指令上必要な電力保安通信用電話設備は，契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。
(2)　系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。 なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお	(2)　系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。 なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
支払いいたします。	支払いいたします。
⑶　給電指令上必要な給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は，次のとおりといたします。	⑶　給電指令上必要な給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は，次のとおりといたします。
イ　給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は，原則として当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。	イ　給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は，原則として当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，~~67~~68（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。
ロ　給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，発電者または需要者と当社との協議により定めます。 なお，給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所および必要な電源は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。	ロ　給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，発電者または需要者と当社との協議により定めます。 なお，給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所および必要な電源は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。
⑷　当社の通信設備と契約者または発電契約者の通信設備との接続点は，原則として発電場所内または需要場所内の地点とし，契約者または発電契約者と当社との協議により定めます。ただし，山間地，離島等の場合，その他特別の事情がある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議により，発電場所または需要場所以外の地点を通信設備の接続点とすることがあります。	⑷　当社の通信設備と契約者または発電契約者の通信設備との接続点は，原則として発電場所内または需要場所内の地点とし，契約者または発電契約者と当社との協議により定めます。ただし，山間地，離島等の場合，その他特別の事情がある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議により，発電場所または需要場所以外の地点を通信設備の接続点とすることがあります。
⑸　⑷の接続点から当社側の通信設備は，原則として当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。	⑸　⑷の接続点から当社側の通信設備は，原則として当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。
⑹　契約者または発電契約者の希望によって当社の通信設備の位置変更工事をする場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。	⑹　契約者または発電契約者の希望によって当社の通信設備の位置変更工事をする場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。
64　専用供給設備	**~~64~~65　専用供給設備**
⑴　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵または⑷の工事費負担金を，供給地点への供給設備については69（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑵の工事費負担金を申し受けます。	⑴　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については~~66~~67（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵または⑷の工事費負担金を，供給地点への供給設備については~~69~~70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑵の工事費負担金を申し受けます。
イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合	イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合
ロ　43（託送供給等にともなう協力）の場合	ロ　~~43~~44（託送供給等にともなう協力）の場合
ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備	ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合	の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合
⑵　⑴の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位の電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までの電線路を含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電圧の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。	⑵　⑴の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位の電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までの電線路を含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電圧の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。
⑶　⑵において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。	⑶　⑵において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。
⑷　⑴および⑵において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。	⑷　⑴および⑵において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。
⑸　当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，⑴イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。	⑸　当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，⑴イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。
イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。	イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。
ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合	ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合
65　電流制限器等の取付け	**~~65~~66　電流制限器等の取付け**
⑴　需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。	⑴　需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。
⑵　電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。	⑵　電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。
⑶　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更する場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者から申し受けます。	⑶　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更する場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者から申し受けます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅷ　工事費の負担	**Ⅷ　工事費の負担**
66　受電地点への供給設備の工事費負担金	**~~66~~67　受電地点への供給設備の工事費負担金**
⑴　受電側接続設備の工事費負担金	⑴　受電側接続設備の工事費負担金
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別冊に定める標準設計基準による設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別冊に定める標準設計基準による設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。	ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。
⑵　受電地点への特別供給設備の工事費負担金	⑵　受電地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
⑴　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備によって受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合 d　その他標準設計をこえる設計で受電に必要な供給設備を施設する場合 また，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。	⑴　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備によって受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合 d　その他標準設計をこえる設計で受電に必要な供給設備を施設する場合 また，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
㈡　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。	㈡　~~64~~65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，~~64~~65（専用供給設備）⑵によるものといたします。
㈠　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし，この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。 ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額	㈠　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針~~（以下「指針」といいます。）~~にもとづき算定した金額 ただし，この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。 ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額
新増加契約受電電力１キロワットにつき　１，３２０円００銭	新増加契約受電電力１キロワットにつき　１，３２０円００銭
ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。	ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，~~64~~65（専用供給設備）⑵によるものといたします。
⑶　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	⑶　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，~~61~~62（引込線の接続），~~62~~63（計量器等の取付け）または~~63~~64（通信設備の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	ロ　~~43~~44（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⑷　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，もしくは契約受電電力を増加される場合または受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，⑵イ㈠，㈡および⑶にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（⑵イ㈣により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	⑷　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，もしくは契約受電電力を増加される場合または受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，⑵イ㈠，㈡および⑶にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（⑵イ㈣により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
⑸　工事費の算定	⑸　工事費の算定
⑴，⑵，⑶および⑷の場合の工事費は，次により算定いたします。	⑴，⑵，⑶および⑷の場合の工事費は，次により算定いたします。
イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。	イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。
㈠　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また，算定にあたっては，次のとおりといたします。	㈠　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また，算定にあたっては，次のとおりといたします。
㈡　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。	㈡　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。
㈣　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額をいいます。）は，工事費に含みません。ただし，架空電線路の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	㈣　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額をいいます。）は，工事費に含みません。ただし，架空電線路の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
㈢　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	㈢　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
㈱　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。	㈱　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。
㈵　建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り，工事費に含みます。	㈵　建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り，工事費に含みます。
ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 なお，⑵イ㈠の標準設計工事費をこえる金額は，実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。	ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 なお，⑵イ㈠の標準設計工事費をこえる金額は，実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。
ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線	ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ)　管路等を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使　用　孔　数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$	数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ)　管路等を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使　用　孔　数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$
ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，施設後３年以内（その供給設備について法令に定められた検査を要する場合は，その設備の検査合格の日〔仮合格の場合は仮合格の日といたします。〕，その他の場合はその設備の使用開始の日から３年目の同月同日の前日までの期間をいいます。）の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。	ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，施設後３年以内（その供給設備について法令に定められた検査を要する場合は，その設備の検査合格の日〔仮合格の場合は仮合格の日といたします。〕，その他の場合はその設備の使用開始の日から３年目の同月同日の前日までの期間をいいます。）の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。
ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，施設後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。	ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，施設後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。
ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。	(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。
イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。	イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。
ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。	ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。
(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けま	(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けま

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
す。 なお，この場合の工事費負担金は，⑵の場合に準じて算定いたします。	す。 なお，この場合の工事費負担金は，⑵の場合に準じて算定いたします。
67　受電用計量器等の工事費負担金 ⑴　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ⑵　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等を取り付けるときには，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	**~~67~~68　受電用計量器等の工事費負担金** ⑴　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ⑵　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等を取り付けるときには，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
68　会社間連系設備の工事費負担金 契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。	**~~68~~69　会社間連系設備の工事費負担金** 契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。
69　供給地点への供給設備の工事費負担金 ⑴　供給側接続設備の工事費負担金 イ　低圧または高圧で供給する場合 (ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が無償こう長（架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルといたします。）をこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。	**~~69~~70　供給地点への供給設備の工事費負担金** ⑴　供給側接続設備の工事費負担金 イ　低圧または高圧で供給する場合 (ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が無償こう長（架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルといたします。）をこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）

区　分	単　位	金　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	３，４１０円００銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	２７，１７０円００銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ﾊ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該

区　分	単　位	金　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	３，４１０円００銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	２７，１７０円００銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ﾊ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。	接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。
ａ　工　　事　　費	ａ　工　　事　　費
⒜　架空供給側接続設備の場合	⒜　架空供給側接続設備の場合
（工事こう長 100メートル当たり）	（工事こう長 100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧　20,000ボルトで供給する場合	５５０円００銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	１７６円００銭
	標準電圧 100,000ボルトで供給する場合	１１０円００銭

なお，標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。

また，標準電圧20,000ボルト，60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事に要した費用の全額といたします。

⒝　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長 100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧　20,000ボルトで供給する場合	６７１円００銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	５３９円００銭
	標準電圧 100,000ボルトで供給する場合	３３０円００銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

また，標準電圧20,000ボルト，60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事に要した費用の全額といたします。

⒞　スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，⒝にかかわらず，次の算式によって算定いたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術上，経済上必要と認めた場合に，原則として３回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の２次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。	なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術上，経済上必要と認めた場合に，原則として３回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の２次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。
工事費相当額×工事こう長×$\frac{1}{100}$×$\frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$	工事費相当額×工事こう長×$\frac{1}{100}$×$\frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$
この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。	この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。
⑹の工事費単価×{100ﾊﾟｰｾﾝﾄ＋20ﾊﾟｰｾﾝﾄ×（利用回線数－１）}	⑹の工事費単価×{100ﾊﾟｰｾﾝﾄ＋20ﾊﾟｰｾﾝﾄ×（利用回線数－１）}
b　当 社 負 担 額	b　当 社 負 担 額
新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　５，５００円００銭	新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　５，５００円００銭
㈡　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，施設後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。	㈡　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，施設後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。
ハ　19（接続送電サービス）⑵ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この⑴の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。	ハ　19（接続送電サービス）⑵ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この⑴の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。
ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，それぞれ次の意味で使用いたします。	ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，それぞれ次の意味で使用いたします。
㈠　供給側接続設備 供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。	㈠　供給側接続設備 供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。
㈡　供　給　地　点 会社間連系点以外の供給地点をいいます。	㈡　供　給　地　点 会社間連系点以外の供給地点をいいます。
㈢　工 事 こ う 長 標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。 なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。	㈢　工 事 こ う 長 標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。 なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。 (ｲ)　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量 (ﾛ)　契　約　電　力 (ﾊ)　契　約　電　流 (ﾆ)　契　約　容　量 なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。 また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。	ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。 (ｲ)　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量 (ﾛ)　契　約　電　力 (ﾊ)　契　約　電　流 (ﾆ)　契　約　容　量 なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。 また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。
ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて値を定める場合を含みます。），Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。	ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて値を定める場合を含みます。），Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。
(2)　供給地点への特別供給設備の工事費負担金	(2)　供給地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 (ｲ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合 b　標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合 c　その他標準設計をこえる設計で供給に必要な供給地点への供給設備を施設する場合 また，この場合も(1)の工事費負担金を申し受けます。	イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 (ｲ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合 b　標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合 c　その他標準設計をこえる設計で供給に必要な供給地点への供給設備を施設する場合 また，この場合も(1)の工事費負担金を申し受けます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
㈡　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，ａまたはｂの金額 ａ　標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。 ｂ　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，ａにかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額	㈡　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，ａまたはｂの金額 ａ　標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。 ｂ　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，ａにかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額
㈢　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。	㈢　~~64~~65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，~~64~~65（専用供給設備）⑵によるものといたします。
ロ　19（接続送電サービス）⑵ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。	ロ　19（接続送電サービス）⑵ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，~~64~~65（専用供給設備）⑵によるものといたします。
⑶　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け），63（通信設備の施設）または65（電流制限器等の取付け）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	⑶　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，~~61~~62（引込線の接続），~~62~~63（計量器等の取付け），~~63~~64（通信設備の施設）または~~65~~66（電流制限器等の取付け）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 ロ　~~43~~44（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
⑷　工事費の算定 ⑵および⑶の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される	⑷　工事費の算定 ⑵および⑶の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
場合を除き，標準設計工事費といたします。 (ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また，算定にあたっては，次のとおりといたします。 (ﾛ)　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (ﾊ)　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額をいいます。）は，工事費に含みません。ただし，架空電線路の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾆ)　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾎ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。 (ﾍ)　建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り，工事費に含みます。 (ﾄ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，72（臨時工事費）に準じて算定いたします。 ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 なお，(2)イ(ｲ)の標準設計工事費をこえる金額は，実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。 ハ　(2)イ(ｲ)または(ﾛ)ａの場合で，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額または(1)ロ(ｲ)ａに定める工事費単価にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)または(1)ロ(ｲ)ａにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。 ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利	場合を除き，標準設計工事費といたします。 (ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また，算定にあたっては，次のとおりといたします。 (ﾛ)　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (ﾊ)　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額をいいます。）は，工事費に含みません。ただし，架空電線路の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾆ)　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾎ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。 (ﾍ)　建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り，工事費に含みます。 (ﾄ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，~~72~~73（臨時工事費）に準じて算定いたします。 ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 なお，(2)イ(ｲ)の標準設計工事費をこえる金額は，実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。 ハ　(2)イ(ｲ)または(ﾛ)ａの場合で，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額または(1)ロ(ｲ)ａに定める工事費単価にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)または(1)ロ(ｲ)ａにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。 ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合 工事費×$\frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合 工事費×$\frac{\text{使　用　孔　数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$	用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合 工事費×$\frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合 工事費×$\frac{\text{使　用　孔　数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$
ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，施設後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，(1)ﾛ(ｲ)ａに準じて算定いたします。	ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，施設後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，(1)ﾛ(ｲ)ａに準じて算定いたします。
ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。 (ｲ)　高圧で供給する場合 (1)ｲ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)ｲ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。 (ﾛ)　特別高圧で供給する場合 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ﾛ(ｲ)ａによって算定いたします。 なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とを同一支持物に同時に施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ﾛ(ｲ)ａの該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。	ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。 (ｲ)　高圧で供給する場合 (1)ｲ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)ｲ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。 (ﾛ)　特別高圧で供給する場合 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ﾛ(ｲ)ａによって算定いたします。 なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とを同一支持物に同時に施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ﾛ(ｲ)ａの該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。
ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへの場合を除きます。）は，イおよびロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへの場合を除きます。）は，イおよびロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
(5)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。	(5)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
70　工事費負担金の申受けおよび精算 ⑴　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。 なお，９（検討および契約の申込み）⑷にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。 ⑵　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。 イ　69（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑴にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。 (ｲ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合 (ﾛ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合 ロ　66（受電地点への供給設備の工事費負担金），67（受電用計量器等の工事費負担金），68（会社間連系設備の工事費負担金），69（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑵（69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額または69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴ロ(ｲ)ａに定める工事費単価および69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴ロ(ﾛ)にもとづいて算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および69（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑶にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。 (ｲ)　低圧または高圧で受電または供給する場合 ａ　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合 ｂ　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。） ｃ　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合 (ﾛ)　特別高圧で受電または供給する場合 原則としてすべての場合 ⑶　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の施設後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を施設したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金	**~~70~~71　工事費負担金の申受けおよび精算** ⑴　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。 なお，９（検討および契約の申込み）⑷にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。 ⑵　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。 イ　~~69~~70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑴にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。 (ｲ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合 (ﾛ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合 ロ　~~66~~67（受電地点への供給設備の工事費負担金），~~67~~68（受電用計量器等の工事費負担金），~~68~~69（会社間連系設備の工事費負担金），~~69~~70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑵（~~69~~70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額または~~69~~70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴ロ(ｲ)ａに定める工事費単価および~~69~~70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴ロ(ﾛ)にもとづいて算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および~~69~~70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑶にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。 (ｲ)　低圧または高圧で受電または供給する場合 ａ　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合 ｂ　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。） ｃ　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合 (ﾛ)　特別高圧で受電または供給する場合 原則としてすべての場合 ⑶　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の施設後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を施設したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。	が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。
⑷　当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の施設後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を施設したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。	⑷　当社は，~~66~~67（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の施設後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を施設したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。
⑸　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。 なお，その変更が供給設備の施設後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を施設したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。	⑸　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。 なお，その変更が供給設備の施設後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を施設したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。
⑹　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される69（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑴の工事費負担金を当初に申し受けます。 また，工事費負担金契約書に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。	⑹　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される~~69~~70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑴の工事費負担金を当初に申し受けます。 また，工事費負担金契約書に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。
71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け ⑴　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。 なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量	**~~71~~72　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け** ⑴　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。 なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
監督，調達した資材等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。	監督，調達した資材等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。
⑵　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。 なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。 また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，調達した資材等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。	⑵　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。 なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。 また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，調達した資材等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。
72　臨 時 工 事 費 ⑴　20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。 なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。 また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。 ⑵　臨時工事費を申し受ける場合は，69（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。 ⑶　低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。 ⑷　臨時工事費の精算は，70（工事費負担金の申受けおよび精算）⑵ロの場合に準ずるものといたします。	**~~72~~73　臨 時 工 事 費** ⑴　20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。 なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。 また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。 ⑵　臨時工事費を申し受ける場合は，~~69~~70（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。 ⑶　低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。 ⑷　臨時工事費の精算は，~~70~~71（工事費負担金の申受けおよび精算）⑵ロの場合に準ずるものといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
73　工事費負担金契約書の作成 当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費負担金に関する必要な事項について，工事費負担金契約書を作成いたします。 なお，工事費負担金契約の締結は，工事着手前に行ないます。	~~73~~74　**工事費負担金契約書の作成** 当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費負担金に関する必要な事項について，工事費負担金契約書を作成いたします。 なお，工事費負担金契約の締結は，工事着手前に行ないます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅸ　保　　安	**Ⅸ　保　　安**
74　保安の責任 当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。	**~~74~~75　保安の責任** 当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。
75　保安等に対する発電者および需要者の協力 ⑴　次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。 イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合 ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合 ⑵　発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，⑴に準じて，適当な処置をいたします。 ⑶　発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件（発電設備等を含みます。）の設置，変更または修繕工事をされる場合は，あらかじめその内容を当社に通知していただきます。また，物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，すみやかにその内容を当社に通知していただきます。これらの場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。 ⑷　当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。	**~~75~~76　保安等に対する発電者および需要者の協力** ⑴　次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。 イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合 ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合 ⑵　発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，⑴に準じて，適当な処置をいたします。 ⑶　発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件（発電設備等を含みます。）の設置，変更または修繕工事をされる場合は，あらかじめその内容を当社に通知していただきます。また，物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，すみやかにその内容を当社に通知していただきます。これらの場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。 ⑷　当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。
76　調　　査 ⑴　当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。 なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。	**~~76~~77　調　　査** ⑴　当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。 なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⑵　調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。 イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定 ロ　接地抵抗値の測定 ハ　点　　検 ⑶　当社は，⑴の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。 　なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。	⑵　調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。 イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定 ロ　接地抵抗値の測定 ハ　点　　検 ⑶　当社は，⑴の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。 　なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。
77　調査等の委託 ⑴　当社は，76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 ⑵　当社は，⑴によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。	**~~77~~78　調査等の委託** ⑴　当社は，~~76~~77（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 ⑵　当社は，⑴によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。
78　調査に対する需要者の協力 ⑴　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。 ⑵　当社は，76（調査）⑴により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。	**~~78~~79　調査に対する需要者の協力** ⑴　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。 ⑵　当社は，~~76~~77（調査）⑴により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。
79　検査または工事の受託 ⑴　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。 ⑵　⑴の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。 ⑶　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。 ⑷　⑶の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。	**~~79~~80　検査または工事の受託** ⑴　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。 ⑵　⑴の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。 ⑶　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。 ⑷　⑶の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
80　自家用電気工作物 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。 ⑴　76（調　　査） ⑵　77（調査等の委託） ⑶　78（調査に対する需要者の協力） ⑷　79（検査または工事の受託）	**~~80~~81　自家用電気工作物** 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。 ⑴　~~76~~77（調　　査） ⑵　~~77~~78（調査等の委託） ⑶　~~78~~79（調査に対する需要者の協力） ⑷　~~79~~80（検査または工事の受託）

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
附　　則	**附　　則**
１　実　施　期　日 この約款は，2023年12月27日から実施いたします。	**１　実　施　期　日** この約款は，~~2023~~2024年~~12~~ ４ 月~~27~~ １ 日から実施いたします。
２　受電電圧および供給電圧についての特別措置 受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず標準電圧3,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合，料金その他の供給条件は，高圧で託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。	**２　受電電圧および供給電圧についての特別措置** 受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず標準電圧3,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合，料金その他の供給条件は，高圧で託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。
３　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置 ⑴に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 ⑴　適　用　範　囲 イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され，揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気，揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，㈠および㈡を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，㈠および㈡をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 ㈠　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。） ㈡　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。） ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定めら	**３　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置** ⑴に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 ⑴　適　用　範　囲 イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され，揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気，揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，㈠および㈡を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，㈠および㈡をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 ㈠　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。） ㈡　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。） ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定めら

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
れた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。	れた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。
⑵　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金	⑵　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金
接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ，㈠ｃ，㈢ｃ，㈱ｃ，㈦ｃ，㈹ｃ，ロ㈠ｃ，㈡ｃ，㈠ｃ，ハ㈠ｃ，㈡ｃもしくは㈠ｃまたは20（臨時接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ，㈢ｃ，ロ㈠もしくはハ㈠の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ㈠または㈡により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。	接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ，㈠ｃ，㈢ｃ，㈱ｃ，㈦ｃ，㈹ｃ，ロ㈠ｃ，㈡ｃ，㈠ｃ，ハ㈠ｃ，㈡ｃもしくは㈠ｃまたは20（臨時接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ，㈢ｃ，ロ㈠もしくはハ㈠の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ㈠または㈡により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。
なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）⑷ロにかかわらず，ロといたします。	なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）⑷ロにかかわらず，ロといたします。
イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量	イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量
㈠　接続供給課金対象電力	㈠　接続供給課金対象電力
当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。	当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。
接続供給課金対象電力 ＝揚水最大電力等×揚水等損失率＋その他最大電力等	接続供給課金対象電力 ＝揚水最大電力等×揚水等損失率＋その他最大電力等
㈡　接続供給課金対象電力量	㈡　接続供給課金対象電力量
当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。	当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。
接続供給課金対象電力量 ＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率＋その他接続供給電力量	接続供給課金対象電力量 ＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率＋その他接続供給電力量
ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力	ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力
高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等，揚水等損失率等にもとづき，あらか	高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等，揚水等損失率等にもとづき，あらか

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
じめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ハ　そ　　の　　他 (ｲ)　19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ)ａに該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ａ，(ﾊ)ａまたは(ﾆ)ａにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。 (ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ)ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ａにかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。 (ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ)ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ)ａにかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。 (3)　電力および電力量の算定 当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。 イ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応	じめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ハ　そ　　の　　他 (ｲ)　19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ)ａに該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ａ，(ﾊ)ａまたは(ﾆ)ａにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。 (ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ)ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ａにかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。 (ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ)ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ)ａにかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。 (3)　電力および電力量の算定 当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，~~30~~31（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。 イ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝接続対象電力量－接続対象計画電力量 ハ　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝接続対象計画電力量－接続対象電力量 ⑷　計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については，62（計量器等の取付け）によるものといたします。また，⑴イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気，揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，⑴ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。 ⑸　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，	補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝接続対象電力量－接続対象計画電力量 ハ　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝接続対象計画電力量－接続対象電力量 ⑷　計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については，~~62~~63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，⑴イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気，揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，⑴ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。 ⑸　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，~~29~~30（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた損失補正率によって修正したものといたします。	接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた損失補正率によって修正したものといたします。
４　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）	**４　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）**
⑴　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	⑴　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。
⑵　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。	⑵　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。
⑶　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，50（契約の変更）⑵に準じて契約を変更していただくことがあります。	⑶　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，~~50~~51（契約の変更）⑵に準じて契約を変更していただくことがあります。
⑷　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。	⑷　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。
⑸　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいま	⑸　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいま

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
す。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	す。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　８（契約の要件）⑵イは，適用いたしません。	イ　８（契約の要件）⑵イは，適用いたしません。
ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡およびロ㈡にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈡に準じて算定したものの合計といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，~~22~~23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，~~22~~23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，~~22~~23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡およびロ㈡にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ~~22~~23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ~~22~~23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈡に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，~~25~~26（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，~~25~~26（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごと

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	に算定される金額といたします。ただし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，~~38~~39（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
この場合，25（給電指令時補給電力）⑵ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）⑵ロに準じて算定したものの合計といたします。	この場合，~~25~~26（給電指令時補給電力）⑵ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ~~25~~26（給電指令時補給電力）⑵ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 ⑴　28（料金の算定期間） ⑵　32（料 金 の 算 定） ⑶　33（支払義務の発生および支払期日） ⑷　34（料金その他の支払方法） ⑸　35（保　　証　　金） ⑹　47（違　　約　　金） ⑺　54（解　　約　　等）	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 ⑴　~~28~~29（料金の算定期間） ⑵　~~32~~33（料 金 の 算 定） ⑶　~~33~~34（支払義務の発生および支払期日） ⑷　~~34~~35（料金その他の支払方法） ⑸　~~35~~36（保　　証　　金） ⑹　~~47~~48（違　　約　　金） ⑺　~~54~~55（解　　約　　等）
ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。	ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。	イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。
ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(ｲ)　28（料金の算定期間）	(ｲ)　~~28~~29（料金の算定期間）
(ﾛ)　32（料 金 の 算 定）	(ﾛ)　~~32~~33（料 金 の 算 定）
(ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日）	(ﾊ)　~~33~~34（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ)　34（料金その他の支払方法）	(ﾆ)　~~34~~35（料金その他の支払方法）
(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）	(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。	を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。
イ　適　　用	イ　適　　用
次のいずれかに該当する場合に適用いたします。	次のいずれかに該当する場合に適用いたします。
⑴　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合	⑴　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合
⑵　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合	⑵　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合
ロ　供給および契約の単位	ロ　供給および契約の単位
当社は，15（供給および契約の単位）⑴にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	当社は，15（供給および契約の単位）⑴にかかわらず，１発電場所に~~つき~~ついて１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　計　　量	ハ　計　　量
当社は，29（計量）⑴にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型等計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	当社は，~~29~~30（計量）⑴にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型等計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，~~30~~31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
ニ　37（託送供給等の実施）⑶ホは，適用いたしません。	ニ　~~37~~38（託送供給等の実施）⑶ホは，適用いたしません。
ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。	ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。
⑻　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る	⑻　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。
イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。	イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）(3)ホに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，~~37~~38（託送供給等の実施）(3)ホに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。	ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。
ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。	ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。
(9)　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。	(9)　その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。
５　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置	**５　~~発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等~~離島についての特別措置**
	(1)　系統連系受電サービス料金
	イ　電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は，22（系統連系受電サービス）(3)イにかかわらず，次のとおりといたします。
	系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　ロ(イ)に定める離島　７９円５７銭 系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　ロ(ロ)に定める離島　７９円５３銭
	ロ　離　　島
	(イ)　特別高圧系統のある離島
	対馬島，海栗島，泊島，赤島，沖ノ島，島山島，壱岐島，若宮島，原島，長島，大島，種子島，奄美大島，加計呂麻島，与路島，請島，馬毛島
	(ロ)　特別高圧系統のない離島
	小呂島，上甑島，中甑島，下甑島，竹島，硫黄島，黒島，

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	口之島，中之島，平島，諏訪之瀬島，悪石島，小宝島，宝島，屋久島，口永良部島，喜界島，徳之島，沖永良部島，与論島
⑴　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠，23（接続対象計画差対応電力）⑵イ㈠，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠，25（給電指令時補給電力）⑴ニまたは⑵ニにかかわらず，次のとおりといたします。	~~⑴~~⑵　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 ~~電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）~~における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，~~22~~23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠，~~23~~24（接続対象計画差対応電力）⑵イ㈠，~~24~~25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠，~~25~~26（給電指令時補給電力）⑴ニまたは⑵ニにかかわらず，次のとおりといたします。
１キロワット時につき　４５円６２銭	~~４５円６２銭~~ ４５円６０銭
ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。	ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。
⑵　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈠，23（接続対象計画差対応電力）⑵ロ㈠または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈠にかかわらず，次のとおりといたします。	~~⑵~~⑶　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，~~22~~23（発電量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈠，~~23~~24（接続対象計画差対応電力）⑵ロ㈠または~~24~~25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈠にかかわらず，次のとおりといたします。
１キロワット時につき　１７円７９銭	１キロワット時につき　１７円７９銭
６　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの損失補正率によって修正したものといたします。	**６　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い** 発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，~~29~~30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの損失補正率によって修正したものといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
７　記録型等計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置	**７　記録型等計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置**
⑴　低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型等計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。	⑴　低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型等計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。
イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量 その１月のうち記録型等計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。	イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量 その１月のうち記録型等計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。
ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量 ハ，19（接続送電サービス）⑵イ(ﾛ)，(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）⑵イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。 この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。	ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量 ハ，19（接続送電サービス）⑵イ(ﾛ)，(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）⑵イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。 この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。
ハ　接続送電サービス契約電力 契約者が19（接続送電サービス）⑵イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）⑵イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。	ハ　接続送電サービス契約電力 契約者が19（接続送電サービス）⑵イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）⑵イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。
⑵　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型等計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電	⑵　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型等計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。	量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。 なお，高圧または特別高圧で受電する場合の最大連系電力等は，原則として，発電量調整受電電力の最大値といたします。
８　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置 ⑴　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，30（電力および電力量の算定）⑱イおよび⑲イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，30（電力および電力量の算定）⑵イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 ⑵　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。	**８　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置** ⑴　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑱イおよび⑲イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑵イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 ⑵　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，~~30~~31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。
９　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，48（損害賠償の免責）⑵にかかわらず，発電契約者のお求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。	**９　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）** 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，~~38~~39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，~~48~~49（損害賠償の免責）⑵にかかわらず，発電契約者のお求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。
10　受電地点への供給設備の工事費負担金（電源接続案件募集プロセス） ２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合であって，発電契約者ごとの共用部分の工事費を電源接続案件募集プロセスにおける入札等によって算定するときは，66（受電地点への供給	**10　受電地点への供給設備の工事費負担金（電源接続案件募集プロセス）** ２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合であって，発電契約者ごとの共用部分の工事費を電源接続案件募集プロセスにおける入札等によって算定するときは，~~66~~67（受電地点への供

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
設備の工事費負担金）⑹ロにかかわらず，当該入札等において算定された金額を，発電契約者ごとの共用部分の工事費といたします。	給設備の工事費負担金）⑹ロにかかわらず，当該入札等において算定された金額を，発電契約者ごとの共用部分の工事費といたします。
11　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合の費用の申受け（電源接続案件募集プロセス） 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等で，発電契約者との間で電源接続案件募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定めるときは，71（供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け）⑵ただし書にかかわらず，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。	**11　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合の費用の申受け（電源接続案件募集プロセス）** 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等で，発電契約者との間で電源接続案件募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定めるときは，~~71~~72（供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け）⑵ただし書にかかわらず，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。
12　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 ⑴　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適　用　範　囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 ⑴　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までおよび10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間 ⑵　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，12月30日および12月31日の午前８時から午後４時までの時間 ⑶　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出 ⑴　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。	**12　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置** ⑴　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適　用　範　囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 ⑴　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までおよび10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間 ⑵　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，12月30日および12月31日の午前８時から午後４時までの時間 ⑶　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出 ⑴　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に~~かかる~~係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
㈡　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。	㈡　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。
ハ　接続送電サービス契約電力	ハ　接続送電サービス契約電力
接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）⑵ニによって定めた値といたします。	接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）⑵ニによって定めた値といたします。
なお，19（接続送電サービス）⑵ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）⑵ニの不足電力の補給の供給分につき，契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。	なお，19（接続送電サービス）⑵ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）⑵ニの不足電力の補給の供給分につき，契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。
ニ　接続送電サービス料金	ニ　接続送電サービス料金
この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ㈠ｃ(a)，㈡ｃ(a)，ハ㈠ｃ(a)または㈡ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ㈠ｃ(a)，㈡ｃ(a)，ハ㈠ｃ(a)または㈡ｃ(a)に準じて算定いたします。	この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ㈠ｃ(a)，㈡ｃ(a)，ハ㈠ｃ(a)または㈡ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ㈠ｃ(a)，㈡ｃ(a)，ハ㈠ｃ(a)または㈡ｃ(a)に準じて算定いたします。
ホ　そ　の　他	ホ　そ　の　他
㈠　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。	㈠　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。
㈡　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。	㈡　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。
⑵　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置	⑵　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置
イ　19（接続送電サービス）⑷の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日もしくは軽負荷期における平日の昼間時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の昼間時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）⑷にかかわらず，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から㈠によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	イ　19（接続送電サービス）⑷の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日もしくは軽負荷期における平日の昼間時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の昼間時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）⑷にかかわらず，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から㈠によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
㈠　ピークシフト割引額	㈠　ピークシフト割引額
ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷	ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱いの適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 (ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。 ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続	イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱いの適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 (ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。 ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
㈧　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	㈧　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）⑵ロもしくはイ㈤またはロ㈤にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）⑵ロ~~もしくは~~またはイ㈤~~または~~もしくはロ㈤にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
13　再エネ海域利用法に係る特別措置 再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）⑴にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。	**13　再エネ海域利用法に係る特別措置** 再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）⑴にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。
14　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 38（給電指令の実施等）⑵への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が2023年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強	**14　給電指令時補給電力料金に係る特別措置** ~~38~~39（給電指令の実施等）⑵への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が2023年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，25（給電指令時補給電力）⑵ニ，30（電力および電力量の算定）⑱ロおよび⑲ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。	強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，~~25~~26（給電指令時補給電力）⑵ニ，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑱ロおよび⑲ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
15　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 ⑴　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，	**15　バランシンググループの設定に係る特別措置** 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 ⑴　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。	必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。
ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。	ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。
⑵　契 約 の 要 件	⑵　契 約 の 要 件
需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）⑶イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。	需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）~~⑶~~⑷イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。
イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の㈠および㈡の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。	イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の㈠および㈡の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。
㈠　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）	㈠　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）
㈡　需要抑制の実施頻度および時期	㈡　需要抑制の実施頻度および時期
ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。	ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。
ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。	ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。
ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。	ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。
ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。	ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。
⑶　供給および契約の単位	⑶　供給および契約の単位
イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。	イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。
ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していた	ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していた

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
だきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕⑭イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。 ⑷　料　　金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ)　適　　用 発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）⑸または⑹もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ)　発電量調整受電計画差対応電力 a　発電量調整受電計画差対応補給電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	だきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（~~30~~31〔電力および電力量の算定〕⑭イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。 ⑷　料　　金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，~~22~~23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ)　適　　用 発電バランシンググループにおいて，~~38~~39（給電指令の実施等）⑸~~または~~もしくは⑹~~もしくは~~または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ)　発電量調整受電計画差対応電力 a　発電量調整受電計画差対応補給電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
b　発電量調整受電計画差対応余剰電力	b　発電量調整受電計画差対応余剰電力
⑷　適　用　範　囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	⑷　適　用　範　囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
⑹　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に⑹の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	⑹　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に⑹の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
⑹　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	⑹　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応電力	ロ　接続対象計画差対応電力
需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，~~23~~24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
⑴　適　　用 38（給電指令の実施等）⑷または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	⑴　適　　用 ~~38~~39（給電指令の実施等）⑷または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
⑵　接続対象計画差対応電力	⑵　接続対象計画差対応電力
a　接続対象計画差対応補給電力	a　接続対象計画差対応補給電力
⑷　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の⑸ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	⑷　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の⑸ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
⑹　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に⑹の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	⑹　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に⑹の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
⑹　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	⑹　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
b　接続対象計画差対応余剰電力	b　接続対象計画差対応余剰電力
(a)　適　用　範　囲	(a)　適　用　範　囲
30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金	(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金
接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価	(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価
接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力	ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力
需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，~~24~~25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ)　適　　用	(ｲ)　適　　用
需要抑制バランシンググループに適用いたします。	需要抑制バランシンググループに適用いたします。
(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力	(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力
a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力	a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力
(a)　適　用　範　囲	(a)　適　用　範　囲
30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金	(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価	(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力	b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力
(a)　適　用　範　囲	(a)　適　用　範　囲

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
⑹　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金	⑹　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に⑹の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に⑹の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
⑹　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価	⑹　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ニ　給電指令時補給電力	ニ　給電指令時補給電力
発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，~~25~~26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
⑴　契約者に係る給電指令時補給電力料金	⑴　契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
38（給電指令の実施等）⑷または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。	~~38~~39（給電指令の実施等）⑷または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金	b　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量	c　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸ヌにより30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸ヌにより30分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価	d　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
⑵　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	⑵　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
38（給電指令の実施等）⑸または⑹もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される	~~38~~39（給電指令の実施等）⑸~~または~~もしくは⑹~~もしくは~~または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施すること

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸チにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。 ⑸　電力および電力量の算定 イ　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）⑶にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ロ　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⑷ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計	により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸チにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，~~38~~39（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社~~または~~もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等~~もしくは~~または~~ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~または~~もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。 ⑸　電力および電力量の算定 イ　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑶にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ロ　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑷ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。	調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。
ハ　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）⑾にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	ハ　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑾にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ニ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⑿にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。	ニ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑿にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）⒂にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	ホ　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⒂にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⒃にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑶のとおりといたします。	ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⒃にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑶のとおりといたします。
ト　ベースライン ベースラインは，30（電力および電力量の算定）⒄にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配	ト　ベースライン ベースラインは，~~30~~31（電力および電力量の算定）⒄にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量
発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の⑴，⑵および⑶によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の⑴，⑵および⑶によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。
⑴　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。	⑴　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
⑵　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。	⑵　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合	a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合
b　38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。	b　~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。
c　38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。	c　~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。
d　38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の	d　~~38~~39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
抑制を実施したとき。	の抑制を実施したとき。
㈠　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。	㈠　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。
a　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	a　当社または配電事業者が~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量	⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
－発電量調整受電電力量 b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を	量 －発電量調整受電電力量 b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および~~38~~39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	締結する設備に対して，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および~~38~~39（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
ⓐ　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合	ⓐ　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合
38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
ⓑ　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合	ⓑ　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合
38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
d　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	d　当社または配電事業者が~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および~~38~~39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
ⓐ　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合	ⓐ　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合
38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した	~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施し

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電力量	た場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電力量
⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
e　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量	e　当社または配電事業者が~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および~~38~~39（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 ~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に~~38~~39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合
38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合	(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に~~38~~39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合
38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，	~~38~~39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，~~38~~39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，~~38~~39（給電指令の実施

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 －38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 －~~38~~39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは~~38~~39（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，~~30~~31（電力および電力量の算

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝接続対象電力量－接続対象計画電力量	定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝接続対象電力量－接続対象計画電力量
ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）㉑にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝接続対象計画電力量－接続対象電力量	ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，~~30~~31（電力および電力量の算定）㉑にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝接続対象計画電力量－接続対象電力量
ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）㉒にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，	ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，~~30~~31（電力および電力量の算定）㉒にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，か

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 $+\frac{\text{接続供給電力量}}{\{1-\text{損失率}(31\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})\}}-\text{ベースライン}$	つ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として~~30~~31（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 $+\frac{\text{接続供給電力量}}{\{1-\text{損失率}(~~31~~32\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})\}}-\text{ベースライン}$
ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑬にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量	ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑬にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，~~30~~31（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量
⑹　託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。	⑹　託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。	ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。
⑺　解　　約　　等 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）⑴ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	⑺　解　　約　　等 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，~~54~~55（解約等）⑴ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。
イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）⑴を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑵を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑶ロ，ハ，ニもしくはホまたは⑵を欠くに至った場合	イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）⑴を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑵を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）~~⑶~~⑷ロ，ハ，ニもしくはホまたは⑵を欠くに至った場合
ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
⑻　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）	⑻　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）
イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑴にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバラ	イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑴にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバラ

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ンシンググループに属することはできないものといたします。 ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 (ﾛ)　インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。 (ﾆ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定	ンシンググループに属することはできないものといたします。 ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 (ﾛ)　インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ)　当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。 (ﾆ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。	される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
(9)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置	(9)　~~発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等~~離島についての特別措置
イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，(4)イ(ロ)ａ(c)，(4)ロ(ロ)ａ(c)，(4)ハ(ロ)ａ(c)または(4)ニ(イ)ｄもしくは(4)ニ(ロ)ｄにかかわらず，次のとおりといたします。	イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，(4)イ(ロ)ａ(c)，(4)ロ(ロ)ａ(c)，(4)ハ(ロ)ａ(c)または(4)ニ(イ)ｄもしくは(4)ニ(ロ)ｄにかかわらず，次のとおりといたします。
１キロワット時につき　４５円６２銭	１キロワット時につき　~~４５円６２銭~~ ４５円６０銭
ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。	ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~または~~もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。
ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，(4)イ(ロ)ｂ(c)，(4)ロ(ロ)ｂ(c)または(4)ハ(ロ)ｂ(c)にかかわらず，次のとおりといたします。	ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，(4)イ(ロ)ｂ(c)，(4)ロ(ロ)ｂ(c)または(4)ハ(ロ)ｂ(c)にかかわらず，次のとおりといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
１キロワット時につき　１７円７９銭	１キロワット時につき　１７円７９銭
⑽　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 38（給電指令の実施等）⑵への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，⑷ニ㈡ｄ，⑸チおよび⑸リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。 ⑾　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	⑽　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 ~~38~~39（給電指令の実施等）⑵への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，⑷ニ㈡ｄ，⑸チおよび⑸リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。 ⑾　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
16　近接性評価割引額の算定についての特別措置 ⑴　契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。 イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈠の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。 ロ　契約者が，附則15（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈠ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則15（バランシンググループの設定に係る特別措置）⑸ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。 ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則15〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈠ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈠ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。 ⑵　契約者が，附則15（バランシンググループの設定に係る特別措置）の	**~~16　近接性評価割引額の算定についての特別措置~~** ~~⑴　契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。~~ ~~イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈠の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。~~ ~~ロ　契約者が，附則15（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈠ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則15（バランシンググループの設定に係る特別措置）⑸ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。~~ ~~ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則15〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈠ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈠ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。~~ ~~⑵　契約者が，附則15（バランシンググループの設定に係る特別措置）の~~

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈡および㈠の接続対象計画電力量は，附則15（バランシンググループの設定に係る特別措置）⑸ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈠の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。	~~適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈡および㈠の接続対象計画電力量は，附則15（バランシンググループの設定に係る特別措置）⑸ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈠の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。~~
17　Ｎ－１電制の実施についての特別措置	**~~17~~16　Ｎ－１電制の実施についての特別措置**
⑴　当社は，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑽にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。	⑴　当社は，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，~~38~~39（給電指令の実施等）~~⑽~~⑾にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。
⑵　当社は，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑽にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。	⑵　当社は，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，~~38~~39（給電指令の実施等）~~⑽~~⑾にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。
⑶　当社は，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑽にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応	⑶　当社は，~~38~~39（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，~~38~~39（給電指令の実施等）~~⑽~~⑾にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。 **17　系統連系受電サービス等についての特別措置** ⑴　発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）⑵ロおよびハならびに41（契約超過金）⑵ロおよびハに準じて定めます。 なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）⑵ロおよび41（契約超過金）⑵ロに定める契約受電電力の比とみなします。 また，発電場所がイ㈠に該当する場合，22（系統連系受電サービス）⑶イの基本料金および22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈠の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，１月においてイ㈠における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。 イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 ㈠　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 ㈡　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 ㈠　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	ロ　イ(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。 当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。） なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (2)　(1)の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。 なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。 また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 (3)　発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ﾊ)またはロ〔(1)イ(ﾊ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10未満のとき，また

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	は高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型等計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。 22（系統連系受電サービス）⑶に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）⑵に定める契約超過金は申し受けません。 ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型等計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。 ⑴　22（系統連系受電サービス）⑵イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。 ⑵　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。 a　41（契約超過金）⑵イ⑴またはロ⑴における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。 b　41（契約超過金）⑵イ⑵またはロ⑵における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。 ⑷　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適　用　範　囲 原則として，2024年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。 ロ　系統連系受電サービス料金等 22（系統連系受電サービス）⑶に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）⑵に定める契約超過金は申し受けません。 なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，⑴，⑵または⑶により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	㈠　系統連系受電課金対象電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑻イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 ㈡　発電量調整受電電力量 a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）⑴ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑺ハもしくは⑻イに準じて算定いたします。 b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）⑴ただし書または附則４（発電量調整供給契約について

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	の特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。 なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。 (ﾊ) 契約超過受電電力 a イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 b イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 (a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 (5) 揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等によ

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	り発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）⑶ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。 イ　発電設備が⑷イに定める適用範囲に該当する場合 22（系統連系受電サービス）⑶に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）⑵に定める契約超過金を申し受けません。 ロ　発電設備が⑷イに定める適用範囲に該当しない場合 発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）⑶ロに定める電力量料金を申し受けます。 ⑹　発電設備等に係る供給地点において電気最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は，次のとおりといたします。 イ　18（料金）⑶ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。 ロ　22（系統連系受電サービス）⑵における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）⑵における契約超過受電電力の算定上，次のとおりといたします。 ⑴　当社との電気の需給契約において，定額電灯，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア未満の場合に限ります。）または農事用電灯が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。 ⑵　当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。 ⑶　当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給契約における契約電流を接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流とみなし，当社との電気の需給契約における契約容量を接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量とみなし，当社との電気の需給契約における臨時電灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。 ハ　39（給電指令の実施等）⑺において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	ニ　53（契約の廃止）⑷または55（解約等）⑸において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。 ⑺　2024年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。 イ　近接性評価地域 次の地域を近接性評価地域といたします。 市町村 福岡県：福岡市，大牟田市，久留米市，直方市，飯塚市，田川市，柳川市，筑後市，大川市，行橋市，中間市，小郡市，筑紫野市，春日市，大野城市，宗像市，太宰府市，古賀市，福津市，宮若市，朝倉市，那珂川市，宇美町，篠栗町，志免町，須恵町，新宮町，久山町，粕屋町，芦屋町，水巻町，岡垣町，遠賀町，小竹町，鞍手町，桂川町，筑前町，大刀洗町，大木町，広川町，糸田町，川崎町，福智町，吉富町 佐賀県：佐賀市，鳥栖市，伊万里市，小城市，吉野ヶ里町，基山町，上峰町，みやき町，玄海町，大町町，江北町 長崎県：長崎市，島原市，諫早市，大村市，長与町，時津町，川棚町，佐々町 大分県：別府市，津久見市 熊本県：熊本市，荒尾市，玉名市，宇土市，合志市，南関町，長洲町，大津町，菊陽町，嘉島町，益城町 宮崎県：宮崎市，日向市，国富町，高鍋町，新富町 鹿児島県：鹿児島市 ロ　受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価 22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡にかかわらず，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。 ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡にかかわらず，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。 **18　2025年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置** この約款の実施期日から2025年３月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，39（給電指令の実施等）⑼または⑽にかかわらず，次のとおりといたします。 ⑴　当社は，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハ，トまたは⑶によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。 ㈠　割 引 の 対 象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）⑴イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 ㈡　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 ㈢　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 ㈠　割 引 の 対 象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまた

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	は臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）⑴イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 ⑵　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。 ⑵　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式により修正したうえで合計いたします。 a　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ H′　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間 D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A-B}{A}$ H′　＝　修正時間 H　＝　制限時間 A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。） B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。 ⑵　⑴による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までに

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	お知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。 ⑶　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，⑴および⑵に準じて割引を行ない料金を算定いたします。 **19　料金についての切替措置** 2024年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。 なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における2024年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

現　行（2023年12月27日実施）

別　　表

1　契約設備電力の算定

⑴　契約設備電力は，原則として，電流制限器等または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

イ　電流制限器等による場合

入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）＝制限される電流（ｱﾝﾍﾟｱ）または電流制限器等の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）×100ﾎﾞﾙﾄ× $\frac{1}{1,000}$

ロ　主開閉器による場合

別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

⑵　⑴によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

⑴　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

	市町村
福岡県	福岡市，大牟田市，久留米市，直方市，飯塚市，田川市， 柳川市，筑後市，大川市，行橋市，中間市，小郡市， 筑紫野市，春日市，大野城市，宗像市，太宰府市， 古賀市，福津市，宮若市，朝倉市，那珂川市，宇美町， 篠栗町，志免町，須恵町，新宮町，久山町，粕屋町， 芦屋町，水巻町，岡垣町，遠賀町，小竹町，鞍手町， 桂川町，筑前町，大刀洗町，大木町，広川町，糸田町， 川崎町，福智町，吉富町
佐賀県	佐賀市，鳥栖市，伊万里市，小城市，吉野ヶ里町， 基山町，上峰町，みやき町，玄海町，大町町，江北町
長崎県	長崎市，島原市，諫早市，大村市，長与町，時津町， 川棚町，佐々町
大分県	別府市，津久見市
熊本県	熊本市，荒尾市，玉名市，宇土市，合志市，南関町， 長洲町，大津町，菊陽町，嘉島町，益城町
宮崎県	宮崎市，日向市，国富町，高鍋町，新富町
鹿児島県	鹿児島市

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

別　　表

1　契約設備電力の算定

⑴　契約設備電力は，原則として，電流制限器等または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

イ　電流制限器等による場合

入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）＝制限される電流（ｱﾝﾍﾟｱ）または電流制限器等の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）×100ﾎﾞﾙﾄ× $\frac{1}{1,000}$

ロ　主開閉器による場合

別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

⑵　⑴によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

~~**2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定**~~

~~⑴　近接性評価地域~~

~~次の地域を近接性評価地域といたします。~~

	~~市町村~~
~~福岡県~~	~~福岡市，大牟田市，久留米市，直方市，飯塚市，田川市， 柳川市，筑後市，大川市，行橋市，中間市，小郡市， 筑紫野市，春日市，大野城市，宗像市，太宰府市， 古賀市，福津市，宮若市，朝倉市，那珂川市，宇美町， 篠栗町，志免町，須恵町，新宮町，久山町，粕屋町， 芦屋町，水巻町，岡垣町，遠賀町，小竹町，鞍手町， 桂川町，筑前町，大刀洗町，大木町，広川町，糸田町， 川崎町，福智町，吉富町~~
~~佐賀県~~	~~佐賀市，鳥栖市，伊万里市，小城市，吉野ヶ里町， 基山町，上峰町，みやき町，玄海町，大町町，江北町~~
~~長崎県~~	~~長崎市，島原市，諫早市，大村市，長与町，時津町， 川棚町，佐々町~~
~~大分県~~	~~別府市，津久見市~~
~~熊本県~~	~~熊本市，荒尾市，玉名市，宇土市，合志市，南関町， 長洲町，大津町，菊陽町，嘉島町，益城町~~
~~宮崎県~~	~~宮崎市，日向市，国富町，高鍋町，新富町~~
~~鹿児島県~~	~~鹿児島市~~

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
なお，2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価地域に含めるものといたします。	~~なお，2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価地域に含めるものといたします。~~

	市町村
福岡県	北九州市，八女市，豊前市，うきは市，嘉麻市， みやま市，糸島市，東峰村，香春町，添田町，大任町， 赤村，苅田町，みやこ町，上毛町，築上町
熊本県	八代市，人吉市，水俣市，山鹿市，菊池市，上天草市， 宇城市，阿蘇市，天草市，美里町，玉東町，和水町， 南小国町，小国町，産山村，高森町，西原村，南阿蘇村， 御船町，甲佐町，山都町，氷川町，芦北町，津奈木町， 錦町，多良木町，湯前町，水上村，相良村，五木村， 山江村，球磨村，あさぎり町，苓北町
宮崎県	都城市，延岡市，日南市，小林市，串間市，西都市， えびの市，三股町，高原町，綾町，西米良村，木城町， 川南町，都農町，門川町，諸塚村，椎葉村，美郷町， 高千穂町，日之影町，五ヶ瀬町

~~市町村~~
~~北九州市，八女市，豊前市，うきは市，嘉麻市， みやま市，糸島市，東峰村，香春町，添田町，大任町， 赤村，苅田町，みやこ町，上毛町，築上町~~
~~八代市，人吉市，水俣市，山鹿市，菊池市，上天草市， 宇城市，阿蘇市，天草市，美里町，玉東町，和水町， 南小国町，小国町，産山村，高森町，西原村，南阿蘇村， 御船町，甲佐町，山都町，氷川町，芦北町，津奈木町， 錦町，多良木町，湯前町，水上村，相良村，五木村， 山江村，球磨村，あさぎり町，苓北町~~
~~都城市，延岡市，日南市，小林市，串間市，西都市， えびの市，三股町，高原町，綾町，西米良村，木城町， 川南町，都農町，門川町，諸塚村，椎葉村，美郷町， 高千穂町，日之影町，五ヶ瀬町~~

１キロワット時につき	受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合	３７銭
	受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ100,000ボルト以下の場合	２９銭
	受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合	１４銭

~~１キロワット時につき~~	~~受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合~~	~~３７銭~~
	~~受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ100,000ボルト以下の場合~~	~~２９銭~~
	~~受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合~~	~~１４銭~~

また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

⑵　近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

ただし，2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

~~また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。~~

~~⑵　近接性評価割引額の算定~~

~~イ　近接性評価割引単価~~

~~近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。~~

~~ただし，2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。~~

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ロ　近接性評価割引電力量 (ｲ)　近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。 ａ　発電バランシンググループごとの電力量は，30分ごとに次の算式により算定いたします。 当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量 × (当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値 ／ 当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値) ｂ　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上，その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。 当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値 × (当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量 ／ 当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量) (ﾛ)　契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。 (ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × (接続対象計画電力量 ／ 契約者が調達する電力量) (ﾊ)　接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。 (ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × (接続対象電力量 ／ 接続対象計画電力量) ハ　近接性評価割引額 近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。	~~ロ　近接性評価割引電力量~~ ~~(ｲ)　近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。~~ ~~ａ　発電バランシンググループごとの電力量は，30分ごとに次の算式により算定いたします。~~ ~~当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量 × (当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値 ／ 当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値)~~ ~~ｂ　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上，その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値 × (当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量 ／ 当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量)~~ ~~(ﾛ)　契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × (接続対象計画電力量 ／ 契約者が調達する電力量)~~ ~~(ﾊ)　接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された × (接続対象電力量 ／ 接続対象計画電力量)~~ ~~ハ　近接性評価割引額~~ ~~近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。~~

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）

２　系統設備効率化割引の対象変電所等

⑴　系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割引区分	割引対象変電所等
Ａ－１	槻田系統開閉所，西谷変電所，北九州変電所， 到津変電所，上津役変電所，住吉変電所，赤坂変電所， 久留米変電所，南福岡変電所，古賀変電所， 東福岡変電所，長崎変電所，諫早変電所
Ａ－２	門司変電所，若松変電所，西福岡変電所，脊振変電所， 三池変電所，筑豊変電所，山家変電所，伊都変電所， 中央変電所，木佐木変電所，苅田変電所， 南苅田系統開閉所，北佐賀変電所，鳥栖変電所， 武雄変電所，東佐世保変電所，北熊本変電所
Ａ－３	東豊前変電所，豊前変電所，唐津変電所， 西九州変電所，西佐世保変電所，北長崎変電所， 南熊本変電所，緑川変電所，弓削変電所， 中九州変電所，熊本変電所
Ｂ－１	砂津変電所，堺町変電所，三郎丸変電所，小倉変電所， 旦過変電所，徳力変電所，横代変電所，前田変電所， 黒崎変電所，穴生変電所，上津役変電所，藤田変電所， 香椎変電所，箱崎変電所，多の津変電所， アイランドシティ変電所，前松原変電所，東浜変電所， 中洲変電所，板付変電所，土居町変電所，住吉変電所， 簀島変電所，竹下変電所，西春変電所，千代変電所， 堅粕変電所，古門戸変電所，須崎変電所，天神変電所， 大濠変電所，那の川変電所，今泉変電所， 渡辺通変電所，荒戸変電所，中尾変電所， 西福岡変電所，井尻変電所，野間変電所，姪浜変電所， 七隈変電所，長尾変電所，福陵変電所，西新変電所， 重留変電所，京町変電所，千本杉変電所， 久留米変電所，東町変電所，原古賀変電所， 原田変電所，白木原変電所，太宰府変電所， 篠栗変電所，志免変電所，亀山変電所，東福岡変電所， 長者原変電所，神辺変電所，丸山変電所， 宮ノ下変電所，新地変電所，厳原変電所， 佐須奈発電所，芦辺発電所，郷ノ浦変電所， 大分変電所，上野変電所，金池変電所，寒田変電所， 大江変電所，銀座橋変電所，慶徳変電所， 保田窪変電所，神水変電所，江津変電所，御領変電所， 新住用川発電所，名瀬発電所，中種子変電所， 古仁屋変電所

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）

Ｂ－２	錦町変電所，大里変電所，めかり変電所，原町変電所， 洞海変電所，東畑変電所，戸畑変電所，大門変電所， 金鶏町変電所，港町変電所，井堀変電所， 三萩野変電所，曽根変電所，貫変電所，香月変電所， 折尾変電所，浅川変電所，塩屋変電所，和白変電所， 箱崎浜変電所，壱岐変電所，今宿変電所，浜田変電所， 嘉穂変電所，大渕変電所，通谷変電所，二日市変電所， 上白水変電所，平田台変電所，古賀変電所， 久保変電所，新宮変電所，若久変電所，神野変電所， 大財変電所，高木瀬変電所，松原変電所，鍋島変電所， 元石変電所，銭座変電所，賑橋変電所，浦上変電所， 富士見変電所，花丘変電所，矢上変電所，大野変電所， 大久保変電所，佐世保変電所，熊野変電所， 日宇変電所，諫早変電所，豊玉発電所，久賀変電所， 長与変電所，川棚変電所，小値賀変電所， 阿瀬津変電所，奈良尾変電所，王子変電所， 鶴崎変電所，中島変電所，日岡変電所，岡川変電所， 寿町変電所，別府変電所，田の湯変電所，石垣変電所， 下筌変電所，大山変電所，臼杵変電所，津久見変電所， 大岳変電所，日吉変電所，新町変電所，坪井変電所， 花畑変電所，健軍変電所，池田変電所，近見変電所， 弓削変電所，八代変電所，田迎変電所，清水変電所， 青葉変電所，旭変電所，恒富変電所，城山変電所， 田上変電所，鹿児島変電所，清滝変電所，名山変電所， 谷山変電所，鴨池変電所，永田変電所，天文館変電所， 紫原変電所，新種子島発電所，竜郷変電所

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として2028年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

⑵　系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ　⑴の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）⑴により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として2028年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

また，2024年３月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ　⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
	であっても，⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。 ハ　⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，⑴の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。 ニ　2024年４月１日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の⑴に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－１	Ａ－１，Ａ－２，Ａ－３または割引対象外	Ａ－１
Ａ－２	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２，Ａ－３または割引対象外	Ａ－２
Ａ－３	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２	Ａ－２
	Ａ－３または割引対象外	Ａ－３
Ｂ－１	Ｂ－１，Ｂ－２または割引対象外	Ｂ－１
Ｂ－２	Ｂ－１	Ｂ－１
	Ｂ－２または割引対象外	Ｂ－２

現　行（2023年12月27日実施）

3　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）⑵イ(ﾛ)ｂもしくは(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）⑵イ(ｲ)ｂ(ﾛ)もしくは(ﾛ)ｂの場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

⑴　供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）} \times \text{電圧（ﾎﾞﾙﾄ）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

⑵　供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流(ｱﾝﾍﾟｱ)} \times \text{電圧(ﾎﾞﾙﾄ)} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

⑴　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
高　力　率　型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低　力　率　型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

3　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）⑵イ(ﾛ)ｂもしくは(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）⑵イ(ｲ)ｂ(ﾛ)もしくは(ﾛ)ｂの場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

⑴　供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）} \times \text{電圧（ﾎﾞﾙﾄ）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

⑵　供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流(ｱﾝﾍﾟｱ)} \times \text{電圧(ﾎﾞﾙﾄ)} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

⑴　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
高　力　率　型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低　力　率　型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

現　行（2023年12月27日実施）

ロ　ネ オ ン 管 灯

2次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換　算　容　量		
	入　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高 力 率 型	低 力 率 型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）	換　算　容　量	
	入　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入　力（ﾜｯﾄ）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

ロ　ネ オ ン 管 灯

2次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換　算　容　量		
	入　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高 力 率 型	低 力 率 型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）	換　算　容　量	
	入　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入　力（ﾜｯﾄ）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

現　行（2023年12月27日実施）

ニ　水　　銀　　灯

出力（ﾜｯﾄ）	換　　算　　容　　量		
	入　　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高 力 率 型	低 力 率 型	
４０以下	６０	１３０	５０
６０以下	８０	１７０	７０
８０以下	１００	１９０	９０
１００以下	１５０	２００	１３０
１２５以下	１６０	２９０	１４５
２００以下	２５０	４００	２３０
２５０以下	３００	５００	２７０
３００以下	３５０	５５０	３２５
４００以下	５００	７５０	４３５
７００以下	８００	１，２００	７３５
１，０００以下	１，２００	１，７５０	１，００５

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

ニ　水　　銀　　灯

出力（ﾜｯﾄ）	換　　算　　容　　量		
	入　　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高 力 率 型	低 力 率 型	
４０以下	６０	１３０	５０
６０以下	８０	１７０	７０
８０以下	１００	１９０	９０
１００以下	１５０	２００	１３０
１２５以下	１６０	２９０	１４５
２００以下	２５０	４００	２３０
２５０以下	３００	５００	２７０
３００以下	３５０	５５０	３２５
４００以下	５００	７５０	４３５
７００以下	８００	１，２００	７３５
１，０００以下	１，２００	１，７５０	１，００５

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）

⑵　誘 導 電 動 機

イ　単相誘導電動機

(ｲ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ﾜｯﾄ）	換算容量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
３５以下	――	１６０	出力（ﾜｯﾄ）×133.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ
４５以下	――	１８０	
６５以下	――	２３０	
１００以下	２５０	３５０	
２００以下	４００	５５０	
４００以下	６００	８５０	
５５０以下	９００	１，２００	
７５０以下	１，０００	１，４００	

ロ　３相誘導電動機

換算容量（入力〔キロワット〕）
出力（馬力）　×　９３．３パーセント
出力（ｷﾛﾜｯﾄ）×１２５．０パーセント

⑶　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

⑵　誘 導 電 動 機

イ　単相誘導電動機

(ｲ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ﾜｯﾄ）	換算容量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
３５以下	――	１６０	出力（ﾜｯﾄ）×133.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ
４５以下	――	１８０	
６５以下	――	２３０	
１００以下	２５０	３５０	
２００以下	４００	５５０	
４００以下	６００	８５０	
５５０以下	９００	１，２００	
７５０以下	１，０００	１，４００	

ロ　３相誘導電動機

換算容量（入力〔キロワット〕）
出力（馬力）　×　９３．３パーセント
出力（ｷﾛﾜｯﾄ）×１２５．０パーセント

⑶　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

現　行（2023年12月27日実施）

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ）	管電流（短時間定格電流）（ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ）	換算容量(入力)（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）
治療用装置			定格１次最大入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）の値といたします。
診察用装置	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1
		20ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 30ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1.5
		30ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 50ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	2
		50ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 100ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	3
		100ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	4
		200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	7.5
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	10
	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	6
		300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	8
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	13.5
	100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	9.5
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	16
	125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	11
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量 0.75ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		1
	0.75ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 1.5ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		2
	1.5ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 3ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		3

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ）	管電流（短時間定格電流）（ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ）	換算容量(入力)（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）
治療用装置			定格１次最大入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）の値といたします。
診察用装置	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1
		20ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 30ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1.5
		30ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 50ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	2
		50ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 100ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	3
		100ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	4
		200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	7.5
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	10
	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	6
		300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	8
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	13.5
	100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	9.5
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	16
	125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	11
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量 0.75ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		1
	0.75ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 1.5ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		2
	1.5ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 3ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		3

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⑷　電 気 溶 接 機 電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。 イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合 入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝最大定格１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント ロ　イ以外の場合 入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝実測した１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント	⑷　電 気 溶 接 機 電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。 イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合 入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝最大定格１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント ロ　イ以外の場合 入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝実測した１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント
⑸　そ　の　他 イ　⑴，⑵，⑶および⑷によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。 ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。 ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。	⑸　そ　の　他 イ　⑴，⑵，⑶および⑷によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。 ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。 ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。
５　離島ユニバーサルサービス調整 ⑴　離島ユニバーサルサービス調整額の算定 イ　離島平均燃料価格 原油換算値１キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。 なお，離島平均燃料価格は，100円単位とし，100円未満の端数は，10円の位で四捨五入いたします。 離島平均燃料価格＝Ａ×α＋Ｂ×β＋Ｃ×γ Ａ＝各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格 Ｂ＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均液化天然ガス価格 Ｃ＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格 α＝1.0000 β＝0.0000 γ＝0.0000 なお，各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格，１トン当たりの平均液化天然ガス価格および１トン当たりの平均石炭価格の単位は，１円とし，その端数は，小数点以下	**５　離島ユニバーサルサービス調整** ⑴　離島ユニバーサルサービス調整額の算定 イ　離島平均燃料価格 原油換算値１キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。 なお，離島平均燃料価格は，100円単位とし，100円未満の端数は，10円の位で四捨五入いたします。 離島平均燃料価格＝Ａ×α＋Ｂ×β＋Ｃ×γ Ａ＝各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格 Ｂ＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均液化天然ガス価格 Ｃ＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格 α＝1.0000 β＝0.0000 γ＝0.0000 なお，各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格，１トン当たりの平均液化天然ガス価格および１トン当たりの平均石炭価格の単位は，１円とし，その端数は，小数点以下

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
第１位で四捨五入いたします。 ロ　離島基準燃料価格 原油換算値１キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300円といたします。 ハ　離島調整上限燃料価格 原油換算値１キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000円といたします。 ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価 離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。 なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，１銭とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ｲ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合 離島ユニバーサルサービス調整単価＝ (離島基準燃料価格－離島平均燃料価格) × $\frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$ (ﾛ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合 離島ユニバーサルサービス調整単価＝ (離島平均燃料価格－離島基準燃料価格) × $\frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$ (ﾊ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合 離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。 離島ユニバーサルサービス調整単価＝ (離島調整上限燃料価格－離島基準燃料価格) × $\frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$ ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用 各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に係る電気に適用いたします。 (ｲ)　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。	第１位で四捨五入いたします。 ロ　離島基準燃料価格 原油換算値１キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300円といたします。 ハ　離島調整上限燃料価格 原油換算値１キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000円といたします。 ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価 離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。 なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，１銭とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (ｲ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合 離島ユニバーサルサービス調整単価＝ (離島基準燃料価格－離島平均燃料価格) × $\frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$ (ﾛ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合 離島ユニバーサルサービス調整単価＝ (離島平均燃料価格－離島基準燃料価格) × $\frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$ (ﾊ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合 離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。 離島ユニバーサルサービス調整単価＝ (離島調整上限燃料価格－離島基準燃料価格) × $\frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$ ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用 各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に係る電気に適用いたします。 (ｲ)　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス 調 整 単 価 適 用 期 間
毎年１月１日から３月31日までの期間	その年の５月の検針日から６月の検針日の前日までの期間
毎年２月１日から４月30日までの期間	その年の６月の検針日から７月の検針日の前日までの期間
毎年３月１日から５月31日までの期間	その年の７月の検針日から８月の検針日の前日までの期間
毎年４月１日から６月30日までの期間	その年の８月の検針日から９月の検針日の前日までの期間
毎年５月１日から７月31日までの期間	その年の９月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年６月１日から８月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年７月１日から９月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年８月１日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の１月の検針日の前日までの期間
毎年９月１日から11月30日までの期間	翌年の１月の検針日から２月の検針日の前日までの期間
毎年10月１日から12月31日までの期間	翌年の２月の検針日から３月の検針日の前日までの期間
毎年11月１日から翌年の１月31日までの期間	翌年の３月の検針日から４月の検針日の前日までの期間
毎年12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間）	翌年の４月の検針日から５月の検針日の前日までの期間

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス 調 整 単 価 適 用 期 間
毎年１月１日から３月31日までの期間	その年の５月の検針日から６月の検針日の前日までの期間
毎年２月１日から４月30日までの期間	その年の６月の検針日から７月の検針日の前日までの期間
毎年３月１日から５月31日までの期間	その年の７月の検針日から８月の検針日の前日までの期間
毎年４月１日から６月30日までの期間	その年の８月の検針日から９月の検針日の前日までの期間
毎年５月１日から７月31日までの期間	その年の９月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年６月１日から８月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年７月１日から９月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年８月１日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の１月の検針日の前日までの期間
毎年９月１日から11月30日までの期間	翌年の１月の検針日から２月の検針日の前日までの期間
毎年10月１日から12月31日までの期間	翌年の２月の検針日から３月の検針日の前日までの期間
毎年11月１日から翌年の１月31日までの期間	翌年の３月の検針日から４月の検針日の前日までの期間
毎年12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間）	翌年の４月の検針日から５月の検針日の前日までの期間

(ﾛ)　記録型等計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ﾊ)　定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期

(ﾛ)　記録型等計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ﾊ)　定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(ｲ)にいう検針日は，応当日といたします。 (ﾆ)　検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。 ﾍ　離島ユニバーサルサービス調整額 (ｲ)　定額制供給の場合 a　電灯定額接続送電サービス 離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。 b　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス 離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。 (ﾛ)　従量制供給の場合 離島ユニバーサルサービス調整額は，その１月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。 (2)　離島基準単価 離島基準単価は，離島平均燃料価格が1,000円変動した場合の値といたします。 イ　定額制供給の場合 (ｲ)　電灯定額接続送電サービス 離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。	間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(ｲ)にいう検針日は，応当日といたします。 (ﾆ)　検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。 ﾍ　離島ユニバーサルサービス調整額 (ｲ)　定額制供給の場合 a　電灯定額接続送電サービス 離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。 b　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス 離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。 (ﾛ)　従量制供給の場合 離島ユニバーサルサービス調整額は，その１月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。 (2)　離島基準単価 離島基準単価は，離島平均燃料価格が1,000円変動した場合の値といたします。 イ　定額制供給の場合 (ｲ)　電灯定額接続送電サービス 離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

現　行（2023年12月27日実施）		
電灯	10ワットまでの１灯につき	１銭３厘
	10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	２銭５厘
	20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	５銭２厘
	40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	７銭７厘
	60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	１２銭９厘
	100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	１２銭９厘
小型機器	50ボルトアンペアまでの１機器につき	３銭９厘
	50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	７銭７厘
	100ボルトアンペアをこえる１機器につき50ボルトアンペアまでごとに	３銭９厘

㈡　電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	１厘
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	２厘
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	２厘
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	２銭１厘
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	２銭１厘

㈣　動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	２銭２厘

変　更　後（2024年４月１日実施予定）		
電灯	10ワットまでの１灯につき	１銭３厘
	10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	２銭５厘
	20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	５銭２厘
	40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	７銭７厘
	60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	１２銭９厘
	100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	１２銭９厘
小型機器	50ボルトアンペアまでの１機器につき	３銭９厘
	50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	７銭７厘
	100ボルトアンペアをこえる１機器につき50ボルトアンペアまでごとに	３銭９厘

㈡　電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	１厘
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	２厘
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	２厘
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	２銭１厘
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	２銭１厘

㈣　動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	２銭２厘

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ロ　従量制供給の場合 離島基準単価は，次のとおりといたします。 １キロワット時につき　３厘 ⑶　離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ 当社は，⑴イの各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格，１トン当たりの平均液化天然ガス価格，１トン当たりの平均石炭価格および⑴ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。	ロ　従量制供給の場合 離島基準単価は，次のとおりといたします。 １キロワット時につき　３厘 ⑶　離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ 当社は，⑴イの各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格，１トン当たりの平均液化天然ガス価格，１トン当たりの平均石炭価格および⑴ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

現　行（2023年12月27日実施）

６　平均力率の算定

⑴　平均力率は，無効電力量を有効電力量で除してえた値（端数は，小数点以下第５位で四捨五入いたします。）に応じて，次のとおりといたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
から	まで		から	まで	
0.0000	0.1004	１００	1.0061	1.0345	７０
0.1005	0.1752	９９	1.0346	1.0636	６９
0.1753	0.2279	９８	1.0637	1.0931	６８
0.2280	0.2718	９７	1.0932	1.1231	６７
0.2719	0.3106	９６	1.1232	1.1536	６６
0.3107	0.3461	９５	1.1537	1.1848	６５
0.3462	0.3793	９４	1.1849	1.2166	６４
0.3794	0.4108	９３	1.2167	1.2490	６３
0.4109	0.4409	９２	1.2491	1.2822	６２
0.4410	0.4701	９１	1.2823	1.3161	６１
0.4702	0.4984	９０	1.3162	1.3508	６０
0.4985	0.5261	８９	1.3509	1.3864	５９
0.5262	0.5533	８８	1.3865	1.4229	５８
0.5534	0.5801	８７	1.4230	1.4603	５７
0.5802	0.6066	８６	1.4604	1.4988	５６
0.6067	0.6329	８５	1.4989	1.5384	５５
0.6330	0.6590	８４	1.5385	1.5792	５４
0.6591	0.6850	８３	1.5793	1.6211	５３
0.6851	0.7110	８２	1.6212	1.6644	５２
0.7111	0.7370	８１	1.6645	1.7091	５１
0.7371	0.7630	８０	1.7092	1.7554	５０
0.7631	0.7892	７９	1.7555	1.8031	４９
0.7893	0.8154	７８	1.8032	1.8526	４８
0.8155	0.8419	７７	1.8527	1.9039	４７
0.8420	0.8685	７６	1.9040	1.9571	４６
0.8686	0.8954	７５	1.9572	2.0124	４５
0.8955	0.9225	７４	2.0125	2.0700	４４
0.9226	0.9500	７３	2.0701	2.1299	４３
0.9501	0.9778	７２	2.1300	2.1923	４２
0.9779	1.0060	７１	2.1924	2.2576	４１

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

６　平均力率の算定

⑴　平均力率は，無効電力量を有効電力量で除してえた値（端数は，小数点以下第５位で四捨五入いたします。）に応じて，次のとおりといたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
から	まで		から	まで	
0.0000	0.1004	１００	1.0061	1.0345	７０
0.1005	0.1752	９９	1.0346	1.0636	６９
0.1753	0.2279	９８	1.0637	1.0931	６８
0.2280	0.2718	９７	1.0932	1.1231	６７
0.2719	0.3106	９６	1.1232	1.1536	６６
0.3107	0.3461	９５	1.1537	1.1848	６５
0.3462	0.3793	９４	1.1849	1.2166	６４
0.3794	0.4108	９３	1.2167	1.2490	６３
0.4109	0.4409	９２	1.2491	1.2822	６２
0.4410	0.4701	９１	1.2823	1.3161	６１
0.4702	0.4984	９０	1.3162	1.3508	６０
0.4985	0.5261	８９	1.3509	1.3864	５９
0.5262	0.5533	８８	1.3865	1.4229	５８
0.5534	0.5801	８７	1.4230	1.4603	５７
0.5802	0.6066	８６	1.4604	1.4988	５６
0.6067	0.6329	８５	1.4989	1.5384	５５
0.6330	0.6590	８４	1.5385	1.5792	５４
0.6591	0.6850	８３	1.5793	1.6211	５３
0.6851	0.7110	８２	1.6212	1.6644	５２
0.7111	0.7370	８１	1.6645	1.7091	５１
0.7371	0.7630	８０	1.7092	1.7554	５０
0.7631	0.7892	７９	1.7555	1.8031	４９
0.7893	0.8154	７８	1.8032	1.8526	４８
0.8155	0.8419	７７	1.8527	1.9039	４７
0.8420	0.8685	７６	1.9040	1.9571	４６
0.8686	0.8954	７５	1.9572	2.0124	４５
0.8955	0.9225	７４	2.0125	2.0700	４４
0.9226	0.9500	７３	2.0701	2.1299	４３
0.9501	0.9778	７２	2.1300	2.1923	４２
0.9779	1.0060	７１	2.1924	2.2576	４１

現　行（2023年12月27日実施）

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
から	まで		から	まで	
2.2577	2.3258	40	5.0299	5.3121	19
2.3259	2.3972	39	5.3122	5.6261	18
2.3973	2.4721	38	5.6262	5.9775	17
2.4722	2.5507	37	5.9776	6.3736	16
2.5508	2.6334	36	6.3737	6.8237	15
2.6335	2.7206	35	6.8238	7.3396	14
2.7207	2.8126	34	7.3397	7.9373	13
2.8127	2.9099	33	7.9374	8.6380	12
2.9100	3.0130	32	8.6381	9.4712	11
3.0131	3.1225	31	9.4713	10.4787	10
3.1226	3.2390	30	10.4788	11.7221	9
3.2391	3.3633	29	11.7222	13.2958	8
3.3634	3.4962	28	13.2959	15.3521	7
3.4963	3.6389	27	15.3522	18.1543	6
3.6390	3.7919	26	18.1544	22.1997	5
3.7920	3.9572	25	22.1998	28.5539	4
3.9573	4.1362	24	28.5540	39.9875	3
4.1363	4.3305	23	39.9876	66.6667	2
4.3306	4.5424	22	66.6668	199.9975	1
4.5425	4.7744	21	199.9976	∞	
4.7745	5.0298	20			

なお，平均力率は，次の算式によって算定された値によるものといたします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

⑵　有効電力量および無効電力量の計量については，29（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの損失補正率によって修正したものといたします。

7　契約負荷設備の総容量の算定

⑴　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
から	まで		から	まで	
2.2577	2.3258	40	5.0299	5.3121	19
2.3259	2.3972	39	5.3122	5.6261	18
2.3973	2.4721	38	5.6262	5.9775	17
2.4722	2.5507	37	5.9776	6.3736	16
2.5508	2.6334	36	6.3737	6.8237	15
2.6335	2.7206	35	6.8238	7.3396	14
2.7207	2.8126	34	7.3397	7.9373	13
2.8127	2.9099	33	7.9374	8.6380	12
2.9100	3.0130	32	8.6381	9.4712	11
3.0131	3.1225	31	9.4713	10.4787	10
3.1226	3.2390	30	10.4788	11.7221	9
3.2391	3.3633	29	11.7222	13.2958	8
3.3634	3.4962	28	13.2959	15.3521	7
3.4963	3.6389	27	15.3522	18.1543	6
3.6390	3.7919	26	18.1544	22.1997	5
3.7920	3.9572	25	22.1998	28.5539	4
3.9573	4.1362	24	28.5540	39.9875	3
4.1363	4.3305	23	39.9876	66.6667	2
4.3306	4.5424	22	66.6668	199.9975	1
4.5425	4.7744	21	199.9976	∞	
4.7745	5.0298	20			

なお，平均力率は，次の算式によって算定された値によるものといたします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

⑵　有効電力量および無効電力量の計量については，~~29~~30（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，~~29~~30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの損失補正率によって修正したものといたします。

7　契約負荷設備の総容量の算定

⑴　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。 ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合 電気機器の総容量（入力）に，電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次の⑵によって算定した値を加えたものといたします。 ⑵　差込口に接続される電気機器の容量が確定していない場合は，次によって算定された値を，契約負荷設備の総容量といたします。 イ　住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院 １差込口につき　　50ボルトアンペア ロ　イ以外の場合 １差込口につき　100ボルトアンペア	差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。 ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合 電気機器の総容量（入力）に，電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次の⑵によって算定した値を加えたものといたします。 ⑵　差込口に接続される電気機器の容量が確定していない場合は，次によって算定された値を，契約負荷設備の総容量といたします。 イ　住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院 １差込口につき　　50ボルトアンペア ロ　イ以外の場合 １差込口につき　100ボルトアンペア
８　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い ⑴　発電量調整受電計画電力量の取扱い 発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。 ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合は，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。 この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。	**８　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い** ⑴　発電量調整受電計画電力量の取扱い 発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。 ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合は，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。 この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
発電バランシンググループごとの発電計画 ＝みなし発電計画の値 $\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$	発電バランシンググループごとの発電計画 ＝みなし発電計画の値 $\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$
⑵　接続対象計画電力量の取扱い 接続対象計画電力量は，原則として，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。 ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合は，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。	⑵　接続対象計画電力量の取扱い 接続対象計画電力量は，原則として，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。 ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合は，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。
⑶　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 ⑴　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）	⑶　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 ⑴　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
㈺　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，㈠以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）	㈺　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，㈠以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）
ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の㈠または㈺に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの30（電力および電力量の算定）⑭イ㈺および�hの需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画 ＝みなし需要抑制計画の値 $\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$	ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の㈠または㈺に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの~~30~~31（電力および電力量の算定）⑭イ㈺および�hの需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画 ＝みなし需要抑制計画の値 $\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$
㈠　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値	㈠　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値
㈺　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた値	㈺　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた値
９　電力量の協定 電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。 ⑴　定額制供給の場合の接続供給電力量 イ　接続供給電力量の算定式 その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，32（料金の算定）⑴イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。	**９　電力量の協定** 電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。 ⑴　定額制供給の場合の接続供給電力量 イ　接続供給電力量の算定式 その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，~~32~~33（料金の算定）⑴イ，ロ，~~ハ~~ニまたは~~ニ~~ホの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

⑵　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

⑵　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数にそれぞれの契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。	契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数にそれぞれの契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。
㈠　前月または前年同月の接続供給電力量による場合 $\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times$ 協定期間の日数	㈠　前月または前年同月の接続供給電力量による場合 $\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times$ 協定期間の日数
㈡　前３月間の接続供給電力量による場合 $\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times$ 協定期間の日数	㈡　前３月間の接続供給電力量による場合 $\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times$ 協定期間の日数
ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合 使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。	ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合 使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。
ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。 $\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times$ 協定期間の日数	ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。 $\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times$ 協定期間の日数
ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお，この場合の計量器の取付けは，62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。	ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお，この場合の計量器の取付けは，~~62~~63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。
ホ　公差をこえる誤差により修正する場合 $\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$	ホ　公差をこえる誤差により修正する場合 $\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$
なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。 ㈠　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月 ㈡　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月	なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。 ㈠　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月 ㈡　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月
⑶　⑴または⑵によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 ただし，⑵によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。	⑶　⑴または⑵によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 ただし，⑵によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。
⑷　発電量調整受電電力量の協定については，⑵および⑶に準ずるものと	⑷　発電量調整受電電力量の協定については，⑵および⑶に準ずるものと

現　行（2023年12月27日実施）

いたします。

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">—</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

いたします。

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="3">—</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）~~週間~~翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係

現　行（2023年12月27日実施）

係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>—</td><td colspan="2">—</td></tr>
<tr><td>—</td><td>—</td><td colspan="3">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，第
２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>—</td><td>—</td><td colspan="2">—</td></tr>
<tr><td>—</td><td>—</td><td colspan="3">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。	（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。	（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。	（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）計画外作業及び計画作業の変更分については，発生の都度，速やかに提出していただきます。	（注４）計画外作業~~及び~~および計画作業の変更分については，発生の~~都度~~つど，~~速やか~~すみやかに提出していただきます。
（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。	（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注６）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。	（注６）~~週間~~翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

現　行（2023年12月27日実施）

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間		年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年10月31日	毎月１日	毎週水曜日午前10時	毎日午前12時	30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	—	30分ごとの値

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間		年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年10月31日	毎月１日	毎週水曜日午前10時	毎日午前10時	毎日午前12時	30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	—	—	30分ごとの値

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）~~週間~~翌々日計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

現　行（2023年12月27日実施）

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

⑴　照明用電気機器

イ　け　い　光　灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧（ボルト）	管灯の定格消費電力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
１００	１０ １５ ２０ ３０ ４０	３．５ ４．５ ５．５ ９ １４
２００	４０ ６０ ８０ １００	３．５ ４．５ ５．５ ７

ロ　ネオン管灯

２　次　電　圧（ボルト）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
３，０００	２０
６，０００	３０
９，０００	５０
１２，０００	５０
１５，０００	７５

ハ　水　銀　灯

出力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	１００ボルト	２００ボルト
４０以下	２０	４．５
６０以下	３０	７
８０以下	４０	９
１００以下	５０	９
１２５以下	５０	９
２００以下	７５	１１
２５０以下	７５	１５
３００以下	１００	２０
４００以下	１５０	３０
７００以下	２５０	５０
１，０００以下	３５０	７５

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

⑴　照明用電気機器

イ　け　い　光　灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧（ボルト）	管灯の定格消費電力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
１００	１０ １５ ２０ ３０ ４０	３．５ ４．５ ５．５ ９ １４
２００	４０ ６０ ８０ １００	３．５ ４．５ ５．５ ７

ロ　ネオン管灯

２　次　電　圧（ボルト）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
３，０００	２０
６，０００	３０
９，０００	５０
１２，０００	５０
１５，０００	７５

ハ　水　銀　灯

出力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	１００ボルト	２００ボルト
４０以下	２０	４．５
６０以下	３０	７
８０以下	４０	９
１００以下	５０	９
１２５以下	５０	９
２００以下	７５	１１
２５０以下	７５	１５
３００以下	１００	２０
４００以下	１５０	３０
７００以下	２５０	５０
１，０００以下	３５０	７５

現　行（2023年12月27日実施）

⑵　誘 導 電 動 機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

⑴　単相誘導電動機

電動機定格出力（ｷﾛﾜｯﾄ）		0.1	0.2	0.25	0.4	0.55	0.75
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	使用電圧100ﾎﾞﾙﾄ	50	50	75	75	75	100
	使用電圧200ﾎﾞﾙﾄ	20	20	20	30	30	40

⑵　３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力		1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ		0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）		2極	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
		4極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
		6極	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

⑵　誘 導 電 動 機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

⑴　単相誘導電動機

電動機定格出力（ｷﾛﾜｯﾄ）		0.1	0.2	0.25	0.4	0.55	0.75
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	使用電圧100ﾎﾞﾙﾄ	50	50	75	75	75	100
	使用電圧200ﾎﾞﾙﾄ	20	20	20	30	30	40

⑵　３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力		1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ		0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）		2極	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
		4極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
		6極	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⑶　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。） イ　交流アーク溶接機	⑶　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。） イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力（キロボルトアンペア）	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

⑷　そ　の　他

⑴，⑵および⑶によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

託送供給等約款別冊標準設計基準　新旧対比表

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
託送供給等約款別冊 **標準設計基準** **2023年12月27日 実施** **九州電力送配電株式会社**	**託送供給等約款別冊** **標準設計基準** **~~2023~~2024年~~12~~４月~~27~~１日 実施** **九州電力送配電株式会社**

託送供給等約款別冊系統連系技術要件　新旧対比表

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
託送供給等約款別冊 **系統連系技術要件** **2023年12月27日 実施** **九州電力送配電株式会社**	**託送供給等約款別冊** **系統連系技術要件** **~~2023~~2024年~~12~~４月~~27~~１日 実施** **九州電力送配電株式会社**

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件
目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1

Ⅱ　低圧系統連系 …… 3
Ⅱ－１　発電設備等の連系要件 …… 3
4　電　気　方　式 …… 3
5　運転可能周波数 …… 3
6　力　　率 …… 4
7　高　調　波 …… 4
8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 5
10　不要解列の防止 …… 5
11　保護装置の設置場所 …… 11
12　保護リレーの設置相数 …… 11
13　保護装置の設置 …… 11
14　解　列　箇　所 …… 13
15　接　地　方　式 …… 13
16　直流流出防止変圧器の設置 …… 13
17　電　圧　変　動 …… 14
18　短　絡　容　量 …… 15
19　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 …… 15
20　発電設備等の種類 …… 15
21　発　電　機　諸　元 …… 15
22　フ　リ　ッ　カ …… 16
23　サイバーセキュリティ対策 …… 17
Ⅱ－２　需要設備の連系要件 …… 19
24　電　気　方　式 …… 19
25　力　　率 …… 19
26　高　調　波 …… 19
27　フ　リ　ッ　カ …… 19

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件
目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1

Ⅱ　低圧系統連系 …… 3
Ⅱ－１　発電設備等の連系要件 …… 3
4　電　気　方　式 …… 3
5　運転可能周波数 …… 3
6　力　　率 …… 4
7　高　調　波 …… 4
8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 5
10　不要解列の防止 …… 5
11　保護装置の設置場所 …… 11
12　保護リレーの設置相数 …… 11
13　保護装置の設置 …… 11
14　解　列　箇　所 …… 13
15　接　地　方　式 …… 13
16　直流流出防止変圧器の設置 …… 13
17　電　圧　変　動 …… 14
18　短　絡　容　量 …… 15
19　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 …… 15
20　発電設備等の種類 …… 15
21　発　電　機　諸　元 …… 15
22　フ　リ　ッ　カ …… 16
23　サイバーセキュリティ対策 …… 17
Ⅱ－２　需要設備の連系要件 …… 19
24　電　気　方　式 …… 19
25　力　　率 …… 19
26　高　調　波 …… 19
27　フ　リ　ッ　カ …… 19

現　行（2023年12月27日実施）		変　更　後（2024年４月１日実施予定）	
Ⅲ　高圧系統連系	20	**Ⅲ　高圧系統連系**	20
Ⅲ－１　発電設備等の連系要件	20	**Ⅲ－１　発電設備等の連系要件**	20
28　電　気　方　式	20	28　電　気　方　式	20
29　運転可能周波数	20	29　運転可能周波数	20
30　力　　率	21	30　力　　率	21
31　高　調　波	21	31　高　調　波	21
32　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	21	32　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	21
33　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	22	33　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	22
34　不要解列の防止	22	34　不要解列の防止	22
35　保護装置の設置場所	27	35　保護装置の設置場所	27
36　保護リレーの設置相数	27	36　保護リレーの設置相数	27
37　保護装置の設置	27	37　保護装置の設置	27
38　解　列　箇　所	29	38　解　列　箇　所	29
39　自動負荷制限	30	39　自動負荷制限	30
40　線路無電圧確認装置の設置	30	40　線路無電圧確認装置の設置	30
41　接　地　方　式	31	41　接　地　方　式	31
42　直流流出防止変圧器の設置	31	42　直流流出防止変圧器の設置	31
43　電　圧　変　動	31	43　電　圧　変　動	31
44　短　絡　容　量	33	44　短　絡　容　量	33
45　発電機定数・諸元	33	45　発電機定数・諸元	33
46　昇圧用変圧器	35	46　昇圧用変圧器	35
47　連　絡　体　制	35	47　連　絡　体　制	35
48　バンク逆潮流の制限	36	48　バンク逆潮流の制限	36
49　フ　リ　ッ　カ	36	49　フ　リ　ッ　カ	36
50　サイバーセキュリティ対策	37	50　サイバーセキュリティ対策	37
Ⅲ－２　需要設備の連系要件	39	**Ⅲ－２　需要設備の連系要件**	39
51　電　気　方　式	39	51　電　気　方　式	39
52　力　　率	39	52　力　　率	39
53　保護装置の設置	39	53　保護装置の設置	39
54　高　調　波	39	54　高　調　波	39
55　フ　リ　ッ　カ	41	55　フ　リ　ッ　カ	41
		56　電　圧　変　動	41
		57　サイバーセキュリティ対策	41

現　行（2023年12月27日実施）		変　更　後（2024年４月１日実施予定）	
Ⅳ　特別高圧系統連系	42	**Ⅳ　特別高圧系統連系**	42
Ⅳ－１　発電設備等の連系要件	42	**Ⅳ－１　発電設備等の連系要件**	42
56　電　気　方　式	42	~~56~~58　電　気　方　式	42
57　運転可能周波数・並列時許容周波数	42	~~57~~59　運転可能周波数・並列時許容周波数	42
58　力　　率	43	~~58~~60　力　　率	43
59　高　調　波	43	~~59~~61　高　調　波	43
60　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	43	~~60~~62　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	43
61　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	44	~~61~~63　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	44
62　不要解列の防止	44	~~62~~64　不要解列の防止	44
63　保護装置の設置	47	~~63~~65　保護装置の設置	47
64　再閉路方式	51	~~64~~66　再閉路方式	51
65　保護装置の設置場所	51	~~65~~67　保護装置の設置場所	51
66　解　列　箇　所	51	~~66~~68　解　列　箇　所	51
67　保護リレーの設置相数	52	~~67~~69　保護リレーの設置相数	52
68　自動負荷制限・発電抑制	52	~~68~~70　自動負荷制限・発電抑制	52
69　線路無電圧確認装置の設置	53	~~69~~71　線路無電圧確認装置の設置	53
70　発電機運転制御装置の付加	54	~~70~~72　発電機運転制御装置の付加	54
71　中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施	56	~~71~~73　中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施	56
72　直流流出防止変圧器の設置	57	~~72~~74　直流流出防止変圧器の設置	57
73　電　圧　変　動	57	~~73~~75　電　圧　変　動	57
74　出力変動対策	59	~~74~~76　出力変動対策	59
75　短絡・地絡電流対策	60	~~75~~77　短絡・地絡電流対策	60
76　発電機定数・諸元	60	~~76~~78　発電機定数・諸元	60
77　昇圧用変圧器	63	~~77~~79　昇圧用変圧器	63
78　連　絡　体　制	64	~~78~~80　連　絡　体　制	64
79　電気現象記録装置	65	~~79~~81　電気現象記録装置	65
80　サイバーセキュリティ対策	66	~~80~~82　サイバーセキュリティ対策	66
Ⅳ－２　需要設備の連系要件	67	**Ⅳ－２　需要設備の連系要件**	67
81　電　気　方　式	67	~~81~~83　電　気　方　式	67
82　力　　率	67	~~82~~84　力　　率	67
83　保護装置の設置	67	~~83~~85　保護装置の設置	67
84　線路無電圧確認装置の設置	67	~~84~~86　線路無電圧確認装置の設置	67
85　連　絡　体　制	68	~~85~~87　連　絡　体　制	68
86　高　調　波	68	~~86~~88　高　調　波	68
87　フ　リ　ッ　カ	70	~~87~~89　フ　リ　ッ　カ	70
88　電　圧　変　動	70	~~88~~90　電　圧　変　動	70
		91　サイバーセキュリティ対策	71

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅰ　総　　則	**Ⅰ　総　　則**
１　目　　的 この系統連系技術要件は，託送供給等約款８（契約の要件）⑴ニまたは⑵ハにもとづき，電気設備を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたって，系統の安定運用維持および当社供給設備との技術的協調を図るうえで必要となる技術要件を示したものです。	**１　目　　的** この系統連系技術要件は，託送供給等約款８（契約の要件）⑴ニ~~または~~，⑵ハまたは⑶ハにもとづき，電気設備を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたって，系統の安定運用維持および当社供給設備との技術的協調を図るうえで必要となる技術要件を示したものです。
２　適 用 の 範 囲 ⑴　この系統連系技術要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。 なお，既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時，パワーコンディショナー等の装置切替時または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更が必要となる場合等をいいます。）には，この系統連系技術要件を適用いたします。 また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この系統連系技術要件を適用いたします。 ⑵　この系統連系技術要件において，契約者とは，事業場所内の発電設備等または需要設備を系統に連系する者をいいます。	**２　適 用 の 範 囲** ⑴　この系統連系技術要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。 なお，既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時，パワーコンディショナー等の装置切替時または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更が必要となる場合等をいいます。）には，この系統連系技術要件を適用いたします。 また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この系統連系技術要件を適用いたします。 ⑵　この系統連系技術要件において，契約者とは，事業場所内の発電設備等または需要設備を系統に連系する者をいいます。
３　協　　議 この系統連系技術要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この系統連系技術要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。	**３　協　　議** この系統連系技術要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この系統連系技術要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅱ　低圧系統連系	**Ⅱ　低圧系統連系**
Ⅱ－１　発電設備等の連系要件	**Ⅱ－１　発電設備等の連系要件**
４　電　気　方　式 発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式）と同一としていただきます。 ⑴　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合 ⑵　単相３線式の系統に単相２線式200ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電地点のしゃ断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策または発電設備等を解列する対策を行なう場合	**４　電　気　方　式** 発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式）と同一としていただきます。 ⑴　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合 ⑵　単相３線式の系統に単相２線式200ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電地点のしゃ断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策または発電設備等を解列する対策を行なう場合
５　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 ⑴　連続運転可能周波数 58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下 ⑵　運転可能周波数 57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。 また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒といたします。 ⑶　逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件の適用を受けない設備および交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービンは，⑵の限りではありません。	**５　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 ⑴　連続運転可能周波数 58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下 ⑵　運転可能周波数 57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。 また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒といたします。 ⑶　逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件の適用を受けない設備~~および交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービン~~は，⑵の限りではありません。
６　力　　率 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。 なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。	**６　力　　率** 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。 なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
７　高　　調　　波 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。 また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，26（高調波）に準じた対策を実施していただきます。	**７　高　　調　　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。 また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，26（高調波）に準じた対策を実施していただきます。
８　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。 また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	**８　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。 また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
９　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち10キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。	**９　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち10キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
10　不要解列の防止 ⑴　保　護　協　調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづき，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系	**10　不要解列の防止** ⑴　保　護　協　調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづき，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等の連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 ⑵　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下，周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。 なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。	統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等の連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 ⑵　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下，周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。 なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ
	風力	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ
	風力	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ

現　行（2023年12月27日実施）

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	ガスエンジン	単機出力2ｷﾛﾜｯﾄ未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
		単機出力2ｷﾛﾜｯﾄ以上10ｷﾛﾜｯﾄ未満※				

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	ガスエンジン	単機出力2ｷﾛﾜｯﾄ未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
		単機出力2ｷﾛﾜｯﾄ以上10ｷﾛﾜｯﾄ未満※				

現　行（2023年12月27日実施）

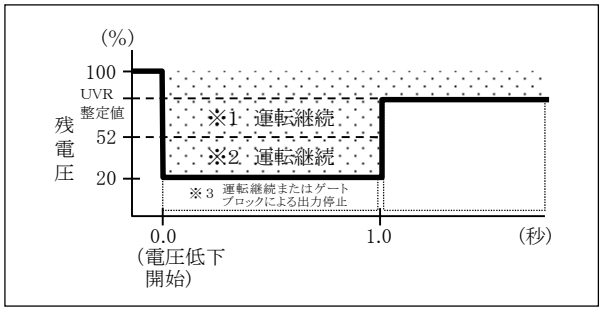
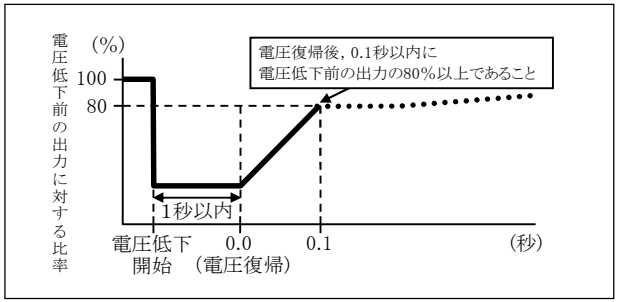
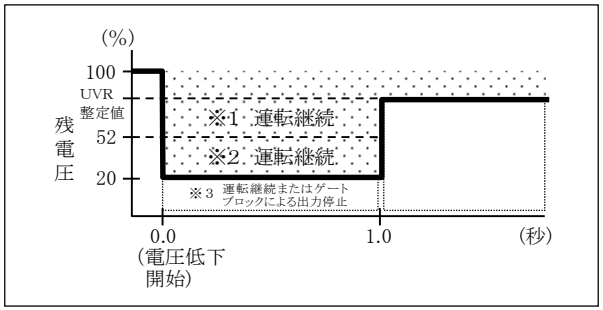
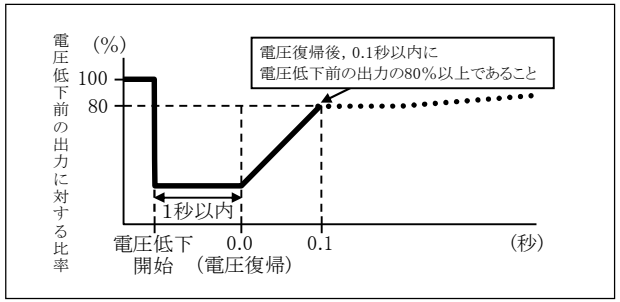
発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ
		燃料電池＋蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ＋蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ
三相	太陽光		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	蓄電池					
	燃料電池					
	ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ					
	風力		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ

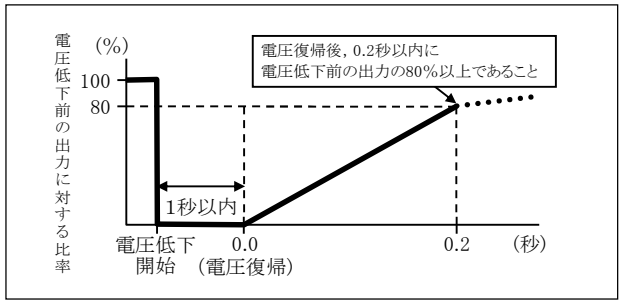
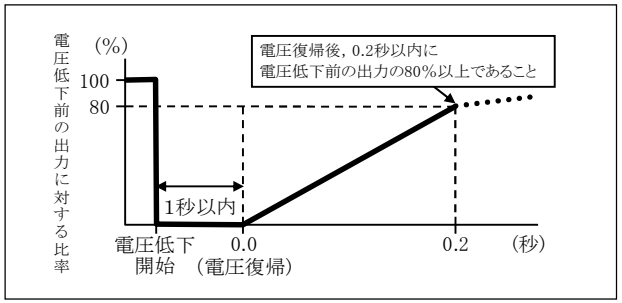
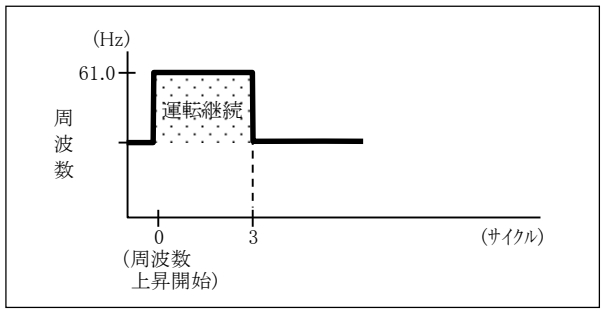
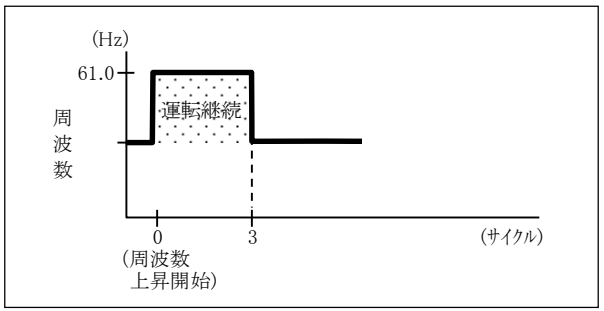
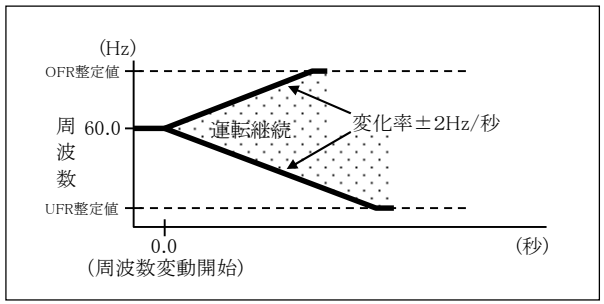
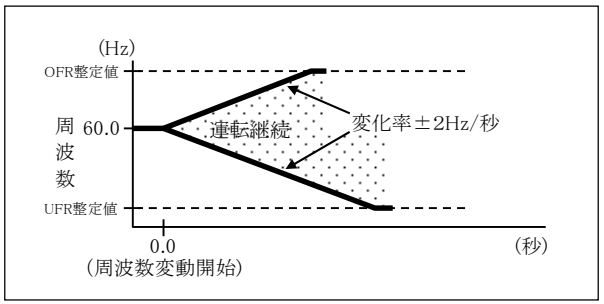
※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ
		燃料電池＋蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ＋蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ
三相	太陽光		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	蓄電池					
	燃料電池					
	ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ					
	風力		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備の例） 電圧低下耐量  ※１　残電圧が52パーセント以上の場合は電圧低下中に41度位相変化を考慮すること。 ※２　残電圧が20パーセント以上52パーセント未満の場合は位相変化がないものといたします。 ※３　位相変化をともなわない電圧低下時に限ります。 （位相変化がある場合は解列可） 出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合）  	ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備の例） 電圧低下耐量  ※１　残電圧が52パーセント以上の場合は電圧低下中に41度位相変化を考慮すること。 ※２　残電圧が20パーセント以上52パーセント未満の場合は位相変化がないものといたします。 ※３　位相変化をともなわない電圧低下時に限ります。 （位相変化がある場合は解列可） 出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合） 

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合）  	出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合） 
周波数変動耐量（ステップ上昇）  	周波数変動耐量（ステップ上昇） 
周波数変動耐量（ランプ上昇・下降）  	周波数変動耐量（ランプ上昇・下降） 

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
11　保護装置の設置場所 保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	**11　保護装置の設置場所** 保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
12　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 ⑴　過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相に設置すること。 なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。 ⑵　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，３相３線式については３相に設置すること。 なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。 ⑶　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式および３相３線式について１相に設置すること。 ⑷　逆充電検出の場合は，次のとおりとすること。 イ　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，３相３線式については３相に設置すること。 なお，単相３線式では中性線と両電圧線間，３相３線式では単相負荷がなければ３相電力の合計とできることといたします。 ロ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相に設置すること。 なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。	**12　保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 ⑴　過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相に設置すること。 なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。 ⑵　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，３相３線式については３相に設置すること。 なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。 ⑶　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式および３相３線式について１相に設置すること。 ⑷　逆充電検出の場合は，次のとおりとすること。 イ　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，３相３線式については３相に設置すること。 なお，単相３線式では中性線と両電圧線間，３相３線式では単相負荷がなければ３相電力の合計とできることといたします。 ロ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相に設置すること。 なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。
13　保護装置の設置 ⑴　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため，次により保護装置を設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。 イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。 ⑵　系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレーまたは過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これにより代用することができます。	**13　保護装置の設置** ⑴　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため，次により保護装置を設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。 イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。 ⑵　系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレーまたは過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これにより代用することができます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 ⑶　高低圧混触事故対策 連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。 ⑷　単独運転防止対策 単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式および能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。 なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。 イ　連系する系統のインピーダンス，負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。	ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 ⑶　高低圧混触事故対策 連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。 ⑷　単独運転防止対策 単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式および能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。 なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。 イ　連系する系統のインピーダンス，負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。
14　解　列　箇　所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 ⑴　機械的な開閉箇所２箇所 ⑵　機械的な解列箇所１箇所および逆変換装置のゲートブロック ⑶　発電設備等連絡用しゃ断器	**14　解　列　箇　所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 ⑴　機械的な開閉箇所２箇所 ⑵　機械的な解列箇所１箇所および逆変換装置のゲートブロック ⑶　発電設備等連絡用しゃ断器
15　接　地　方　式 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	**15　接　地　方　式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。
16　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。 なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 ⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 ⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であることまたは逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。	**16　直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。 なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 ⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 ⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であることまたは逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
17　電　圧　変　動 ⑴　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100ボルトに対しては101±６ボルト，標準電圧200ボルトに対しては202±20ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。 なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。 ⑵　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。 ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ヘ　発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。	**17　電　圧　変　動** ⑴　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100ボルトに対しては101±６ボルト，標準電圧200ボルトに対しては202±20ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。 なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。 ⑵　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。 ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ヘ　発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。
18　短　絡　容　量 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	**18　短　絡　容　量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
19　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 単相３線式の電気方式で連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，３極に過電	**19　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置** 単相３線式の電気方式で連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，３極に過電

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。	流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。
20　発電設備等の種類 連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。	**20　発電設備等の種類** 連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合，または逆潮流がある場合で，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出および解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれがないときに限ります。
21　発 電 機 諸 元 当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。 なお，第３者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。	**21　発 電 機 諸 元** 当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。 なお，第３者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

電源種	設備	諸元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		ＦＲＴ要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

電源種	設備	諸元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		ＦＲＴ要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供し	また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供し

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ていただくことがあります。	ていただくことがあります。
22　フ　リ　ッ　カ 発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列，出力変動または単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。 なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置，サイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲイン，無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし，ソフトウェアの改修ができない場合等で，対策を講じることができないときは，機器取り替え，対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。	**22　フ　リ　ッ　カ** 発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列，出力変動または単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。 なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置，サイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲイン，無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし，ソフトウェアの改修ができない場合等で，対策を講じることができないときは，機器取り替え，対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。
23　サイバーセキュリティ対策	**23　サイバーセキュリティ対策** 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 ⑴　外部ネットワークその他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 ⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 ⑶　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号または携帯電話番号を通知すること。	なお，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 ⑴　外部ネットワークその他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 ⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 ⑶　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号または携帯電話番号を通知すること。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅱ－２　　需要設備の連系要件	**Ⅱ－２　　需要設備の連系要件**
24　電　気　方　式 需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式）と同一としていただきます。	**24　電　気　方　式** 需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式）と同一としていただきます。
25　力　　率 ⑴　需要場所において，電灯または小型機器を使用する場合の力率は，原則として，90パーセント以上，その他の機器を使用する場合については85パーセント以上に保持していただきます。 ⑵　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。	**25　力　　率** ⑴　需要場所において，電灯または小型機器を使用する場合の力率は，原則として，90パーセント以上，その他の機器を使用する場合については85パーセント以上に保持していただきます。 ⑵　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。
26　高　　調　　波 系統内に著しい高調波を発生するおそれのある場合は，抑制装置を設置していただく等の対策を講じていただきます。	**26　高　　調　　波** 系統内に著しい高調波を発生するおそれのある場合は，抑制装置を設置していただく等の対策を講じていただきます。
27　フ　リ　ッ　カ 電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。	**27　フ　リ　ッ　カ** 電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅲ　高圧系統連系	**Ⅲ　高圧系統連系**
Ⅲ－１　発電設備等の連系要件	**Ⅲ－１　発電設備等の連系要件**
28　電　気　方　式 発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。	**28　電　気　方　式** 発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。
29　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 ⑴　連続運転可能周波数 58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下 ⑵　運転可能周波数 57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。 また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，ＦＲＴ要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒といたします。 ⑶　逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件の適用を受けない設備および交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービンは，⑵の限りではありません。	**29　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 ⑴　連続運転可能周波数 58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下 ⑵　運転可能周波数 57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。 また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，ＦＲＴ要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒といたします。 ⑶　逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件の適用を受けない設備~~および交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービン~~は，⑵の限りではありません。
30　力　　率 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。 なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。	**30　力　　率** 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。 なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。
31　高　　調　　波 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。	**31　高　　調　　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，54（高調波）に準じた対策を実施していただきます。	また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，54（高調波）に準じた対策を実施していただきます。
32　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。 また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	**32　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。 また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
33　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。	**33　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
34　不要解列の防止 ⑴　保　護　協　調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづき，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。	**34　不要解列の防止** ⑴　保　護　協　調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづき，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ハ　上位系統事故時等の連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。	ハ　上位系統事故時等の連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。
ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。	ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。
ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。	ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。
⑵　事故時運転継続	⑵　事故時運転継続
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。	系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。
なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。	なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="3">発電設備等</th><th colspan="3">電圧低下</th><th rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</th></tr>
<tr><th colspan="2">三相短絡を想定</th><th>二相短絡を想定</th></tr>
<tr><th>残電圧20パーセント以上
（運転継続）</th><th>残電圧20パーセント未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）</th><th>残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下
（運転継続）</th><th>60ﾍﾙﾂ系統</th></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ</td></tr>
<tr><td rowspan="2">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の± 2ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧０パーセント・継続時間0.15秒と残電圧90パーセント・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の± 2ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="3">発電設備等</th><th colspan="3">電圧低下</th><th rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</th></tr>
<tr><th colspan="2">三相短絡を想定</th><th>二相短絡を想定</th></tr>
<tr><th>残電圧20パーセント以上
（運転継続）</th><th>残電圧20パーセント未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）</th><th>残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下
（運転継続）</th><th>60ﾍﾙﾂ系統</th></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ</td></tr>
<tr><td rowspan="2">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の± 2ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧０パーセント・継続時間0.15秒と残電圧90パーセント・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の± 2ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
</table>

現　行（2023年12月27日実施）

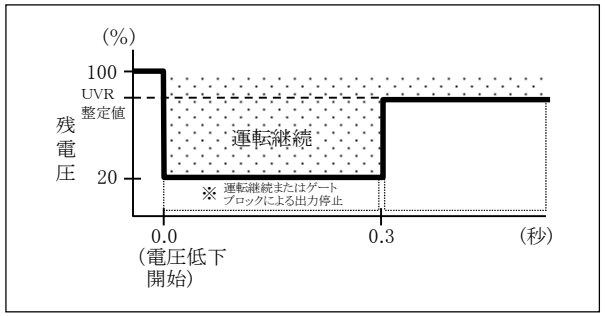
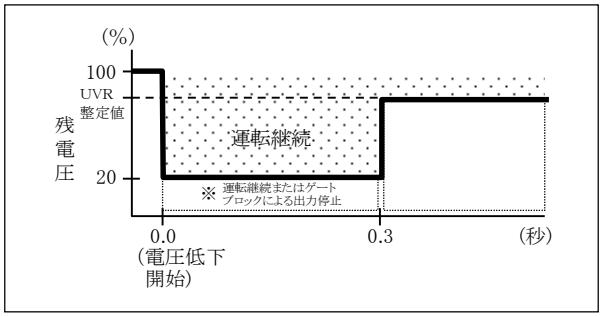
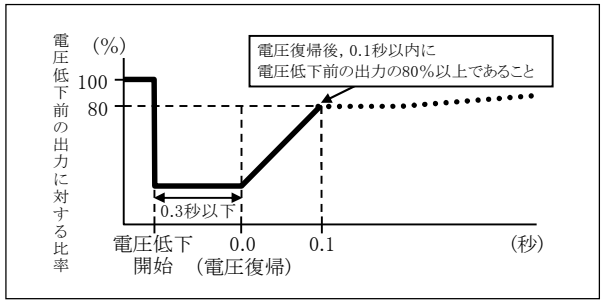
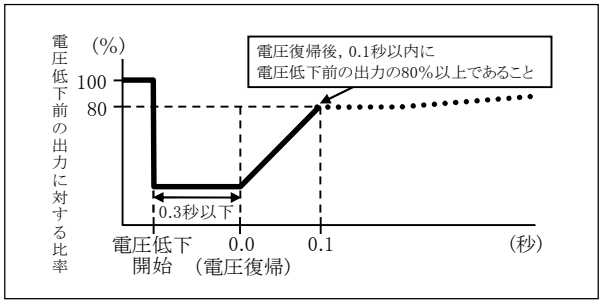
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
三相	蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ
	燃料電池※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の± 2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ
	ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ（単機出力35ｷﾛﾜｯﾄ以下）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の± 2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ

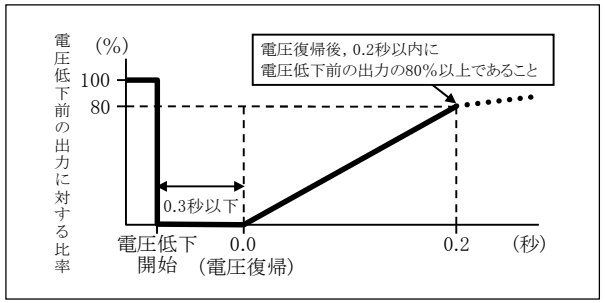
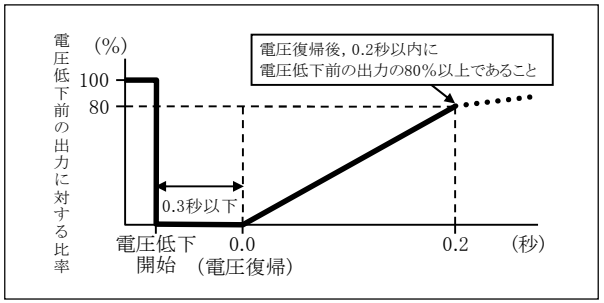
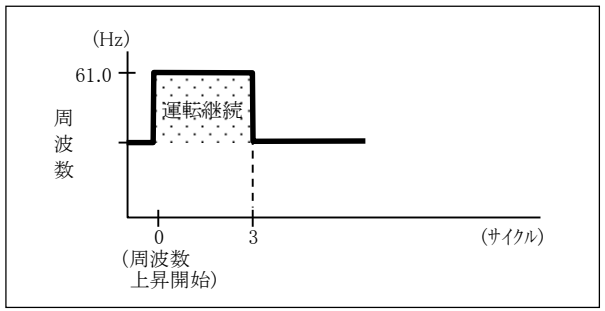
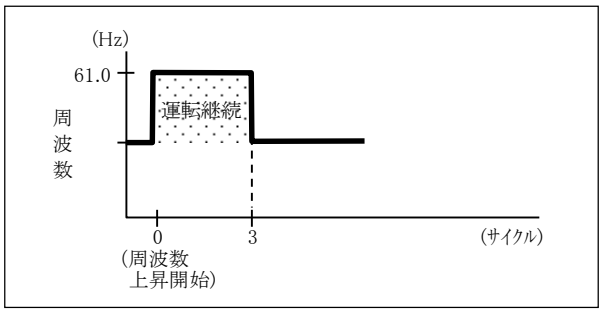
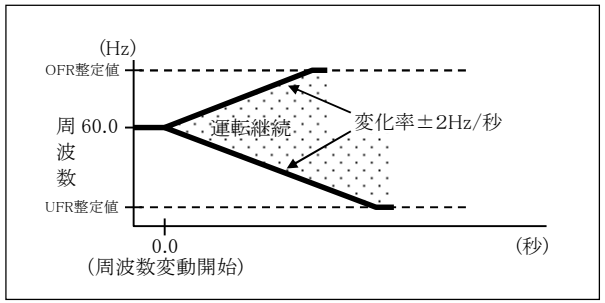
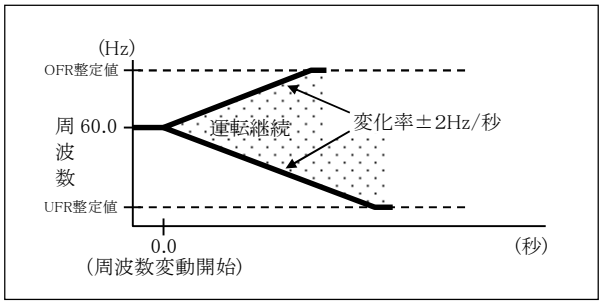
※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
三相	蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ
	燃料電池※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の± 2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ
	ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ（単機出力35ｷﾛﾜｯﾄ以下）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の± 2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備の例） 電圧低下耐量  ※　三相短絡事故にともなう平衡した電圧低下時に限ります。	ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備の例） 電圧低下耐量  ※　三相短絡事故にともなう平衡した電圧低下時に限ります。
出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合）  	出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合） 

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合）  	出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合） 
周波数変動耐量（ステップ上昇）  	周波数変動耐量（ステップ上昇） 
周波数変動耐量（ランプ上昇・下降）  	周波数変動耐量（ランプ上昇・下降） 

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
35　保護装置の設置場所 保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	**35　保護装置の設置場所** 保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
36　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 ⑴　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。 ⑵　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置とすること。 ⑶　短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合は，２相設置とすることができることといたします。 ⑷　不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができることといたします。 ⑸　不足電力リレーは，２相設置とすること。	**36　保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 ⑴　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。 ⑵　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置とすること。 ⑶　短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合は，２相設置とすることができることといたします。 ⑷　不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができることといたします。 ⑸　不足電力リレーは，２相設置とすること。
37　保護装置の設置 ⑴　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護装置を設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。 イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置していただきます。 ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置していただきます。 ⑵　系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。 ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 ⑶　系統側地絡事故対策 連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものといたします。 イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検知できる場合	**37　保護装置の設置** ⑴　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護装置を設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。 イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置していただきます。 ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置していただきます。 ⑵　系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。 ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 ⑶　系統側地絡事故対策 連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものといたします。 イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検知できる場合

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さいとき。 ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が10キロワット以下のとき。 ⑷　逆潮流がある場合の単独運転防止対策 逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーは省略できるものといたします。 なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。 イ　連系する系統のインピーダンス，負荷状態等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 ⑸　逆潮流がない場合の単独運転防止対策 逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーで単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できるものといたします。 なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式のそれぞれ１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。 また，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。	ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さいとき。 ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が10キロワット以下のとき。 ⑷　逆潮流がある場合の単独運転防止対策 逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーは省略できるものといたします。 なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。 イ　連系する系統のインピーダンス，負荷状態等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 ⑸　逆潮流がない場合の単独運転防止対策 逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーで単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できるものといたします。 なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式のそれぞれ１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。 また，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。
38　解　列　箇　所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 ⑴　受電用しゃ断器 ⑵　発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置 ⑶　発電設備等連絡用しゃ断器 ⑷　母線連絡用しゃ断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。	**38　解　列　箇　所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 ⑴　受電用しゃ断器 ⑵　発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置 ⑶　発電設備等連絡用しゃ断器 ⑷　母線連絡用しゃ断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
39　自動負荷制限 発電設備等の脱落時等に連系する配電線，配電用変圧器等が過負荷となるおそれがある場合には，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。	**39　自動負荷制限** 発電設備等の脱落時等に連系する配電線，配電用変圧器等が過負荷となるおそれがある場合には，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。
40　線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 ⑴　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合 ⑵　転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合 ⑶　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合 ⑷　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合 ⑸　逆潮流がない場合で，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっているとき。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化することができます。 イ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができます。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できます。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できます。	**40　線路無電圧確認装置の設置** 発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 ⑴　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合 ⑵　転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合 ⑶　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合 ⑷　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合 ⑸　逆潮流がない場合で，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっているとき。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化することができます。 イ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができます。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できます。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できます。
41　接　地　方　式 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	**41　接　地　方　式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。
42　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に	**42　直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。 　なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 ⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 ⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。	変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。 　なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 ⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 ⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。
43　電　圧　変　動 ⑴　常時電圧変動対策 　連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100ボルトに対しては101±６ボルト，標準電圧200ボルトに対しては202±20ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下，逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。 　なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強，専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。 イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。 ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。 ⑵　瞬時電圧変動対策 　発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 　なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱す	**43　電　圧　変　動** ⑴　常時電圧変動対策 　連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100ボルトに対しては101±６ボルト，標準電圧200ボルトに対しては202±20ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下，逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。 　なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強，専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。 イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。 ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。 ⑵　瞬時電圧変動対策 　発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 　なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱す

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
るおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 へ　発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。	るおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 へ　発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう~~による~~瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合~~とき~~は，その抑制対策を実施すること。
44　短　絡　容　量 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	**44　短　絡　容　量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
45　発電機定数・諸元 ⑴　発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 ⑵　当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。 なお，第３者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。	**45　発電機定数・諸元** ⑴　発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 ⑵　当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。 なお，第３者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料

現　行（2023年12月27日実施）

電源種	設備	諸元
共通	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，ＰＳＳ，ＰＳＶＲ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		ＦＲＴ要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

電源種	設備	諸元
共通	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，ＰＳＳ，ＰＳＶＲ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		ＦＲＴ要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。	また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。
46　昇圧用変圧器 短絡電流抑制対策，発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。 また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。	**46　昇圧用変圧器** 短絡電流抑制対策，発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。 また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。
47　連　絡　体　制 発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちのいずれかを用いることができます。 ⑴　専用保安通信用電話設備 ⑵　電気通信事業者の専用回線電話 ⑶　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 イ　発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとすること。 ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 ハ　停電時においても通話可能なものであること。 ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。 また，その旨が保安規程上明記されていること。	**47　連　絡　体　制** 発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちのいずれかを用いることができます。 ⑴　専用保安通信用電話設備 ⑵　電気通信事業者の専用回線電話 ⑶　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 イ　発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとすること。 ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 ハ　停電時においても通話可能なものであること。 ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。 また，その旨が保安規程上明記されていること。
48　バンク逆潮流の制限 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電・放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。	**48　バンク逆潮流の制限** 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電・放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
49　フ　リ　ッ　カ 発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列，出力変動または単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。 なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置，サイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統および当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量ならびに正帰還ゲインの大きさとすること。 なお，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化，発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量および正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量，正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし，ソフトウェアの改修ができない場合等で，対策を講じることができないときについては，機器取り替え，対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。	**49　フ　リ　ッ　カ** 発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列，出力変動または単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。 なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置，サイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統および当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量ならびに正帰還ゲインの大きさとすること。 なお，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化，発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量および正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量，正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし，ソフトウェアの改修ができない場合等で，対策を講じることができないときについては，機器取り替え，対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
50　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 また，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 ⑴　外部ネットワークその他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 ⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 ⑶　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	**50　サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。ただし，自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 ~~また~~なお，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 ⑴　外部ネットワークその他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 ⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 ⑶　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅲ－２　　需要設備の連系要件	**Ⅲ－２　　需要設備の連系要件**
51　電　気　方　式 需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。	**51　電　気　方　式** 需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。
52　力　　率 ⑴　供給地点の力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。 なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。 ⑵　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。	**52　力　　率** ⑴　供給地点の力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。 なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。 ⑵　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。
53　保護装置の設置 発電者，需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。	**53　保護装置の設置** 発電者，需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。
54　高　　調　　波 高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。 ⑴　対象者は6,600ボルトの系統に連系する場合で，使用する高調波発生機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，この項において「等価容量」といいます。）が50キロボルトアンペアをこえる発電者，需要者または契約者といたします。 なお，上記の等価容量を算出する場合に対象となる高調波発生機器は，300ボルト以下の系統に接続して使用する定格電流20アンペア／相以下の電気および電子機器（家電および汎用品）以外の機器といたします。また，設備の新増設等により，新たに該当することになる場合においても適用するものといたします。 ⑵　対象者においては，系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施していただきます。 イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。	**54　高　　調　　波** 高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。 ⑴　対象者は6,600ボルトの系統に連系する場合で，使用する高調波発生機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，この項において「等価容量」といいます。）が50キロボルトアンペアをこえる発電者，需要者または契約者といたします。 なお，上記の等価容量を算出する場合に対象となる高調波発生機器は，300ボルト以下の系統に接続して使用する定格電流20アンペア／相以下の電気および電子機器（家電および汎用品）以外の機器といたします。また，設備の新増設等により，新たに該当することになる場合においても適用するものといたします。 ⑵　対象者においては，系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施していただきます。 イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。 ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。 ニ　構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。 ⑶　系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，次表に示す契約受電電力１キロワットあたりの高調波流出電流の上限値に当該契約受電電力（キロワットを単位といたします。）を乗じた値といたします。 ⑷　⑵の高調波流出電流が，⑶の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，発電者，需要者または契約者において高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。 契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値 （単位：ミリアンペア／キロワット）	ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。 ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。 ニ　構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。 ⑶　系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，次表に示す契約受電電力１キロワットあたりの高調波流出電流の上限値に当該契約受電電力（キロワットを単位といたします。）を乗じた値といたします。 ⑷　⑵の高調波流出電流が，⑶の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，発電者，需要者または契約者において高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。 契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値 （単位：ミリアンペア／キロワット）

受電電圧	５次	７次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6,600ボルト	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

受電電圧	５次	７次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6,600ボルト	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

55　フ　リ　ッ　カ 電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。	55　フ　リ　ッ　カ 電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。
（新規追加）	56　電　圧　変　動 受電用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施していただきます。
（新規追加）	57　サイバーセキュリティ対策 自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅳ　特別高圧系統連系	**Ⅳ　特別高圧系統連系**
Ⅳ－１　発電設備等の連系要件	**Ⅳ－１　発電設備等の連系要件**
56　電　気　方　式 発電設備等の電気方式は最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。	**~~56~~58　電　気　方　式** 発電設備等の電気方式は最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。
57　運転可能周波数・並列時許容周波数 ⑴　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 イ　連続運転可能周波数 58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下 ロ　運転可能周波数 57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。 また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツとし，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒以上といたします。 ⑵　並列時許容周波数 系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。 なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1ヘルツ以下（設定可能範囲は，標準周波数＋0.1ヘルツから＋1.0ヘルツまでといたします。）といたします。ただし，離島等，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。	**~~57~~59　運転可能周波数・並列時許容周波数** ⑴　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 イ　連続運転可能周波数 58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下 ロ　運転可能周波数 57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。 また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツとし，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒以上といたします。 ⑵　並列時許容周波数 系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。 なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1ヘルツ以下（設定可能範囲は，標準周波数＋0.1ヘルツから＋1.0ヘルツまでといたします。）といたします。ただし，離島等，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。
58　力　　率 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。 なお，発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率90パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。	**~~58~~60　力　　率** 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。 なお，発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率90パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
また，逆潮流がない場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。	また，逆潮流がない場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。
59　高　　調　　波 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。 また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，86（高調波）に準じた対策を実施していただきます。	**~~59~~61　高　　調　　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。 また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，~~86~~88（高調波）に準じた対策を実施していただきます。
60　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。 また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	**~~60~~62　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。 また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
61　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。	**~~61~~63　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
62　不要解列の防止 ⑴　保　護　協　調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。 ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。 ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって，単独運転が認められないときには，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。 ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要なしゃ断を回避できる時限で行なうこと。 ⑵　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下，周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。 なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。	**6264　不要解列の防止** ⑴　保　護　協　調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。 ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。 ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって，単独運転が認められないときには，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。 ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要なしゃ断を回避できる時限で行なうこと。 ⑵　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下，周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。 なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

現　行（2023年12月27日実施）

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

⑶　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止，需要増加等にともない，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

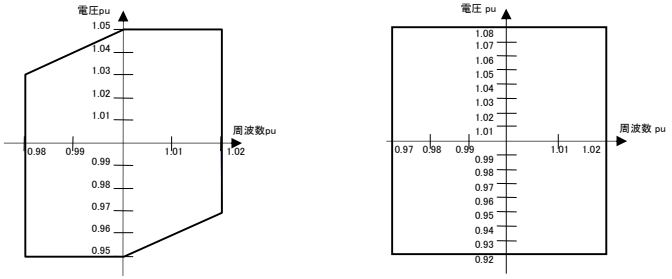
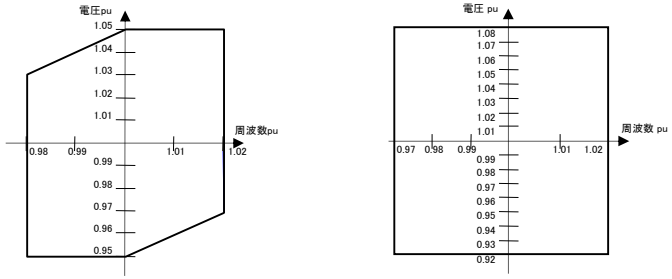
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

⑶　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止，需要増加等にともない，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
同期発電機・誘導発電機　　逆変換装置  ただし，周波数変動範囲に対しては，57（運転可能周波数・並列時許容周波数）⑴に定める運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。	同期発電機・誘導発電機　　逆変換装置  ただし，周波数変動範囲に対しては，~~57~~59（運転可能周波数・並列時許容周波数）⑴に定める運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。
63　保護装置の設置 ⑴　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。 ⑵　系統側事故対策 イ　短　絡　保　護 系統の短絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。 (ｲ)　同期発電機を用いる場合 連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。 なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。 (ﾛ)　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合 連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置していただきます。 なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができることといたします。 ロ　地　絡　保　護 系統の地絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。	**~~63~~65　保護装置の設置** ⑴　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。 ⑵　系統側事故対策 イ　短　絡　保　護 系統の短絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。 (ｲ)　同期発電機を用いる場合 連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。 なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。 (ﾛ)　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合 連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置していただきます。 なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができることといたします。 ロ　地　絡　保　護 系統の地絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
㈠　中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。 ㈡　中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。 なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。 ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。 a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合 b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合 c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合 なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更，電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなったときには，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。 ハ　保護装置の系列数 当社の標準的な方式に合わせた保護装置の多重化等を図っていただく場合があります。 ㈠　保護装置の二系列化 ㈡　後備保護との組合せ ⑶　単独運転防止対策 イ　逆潮流がある場合 適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送しゃ断装置を設置していただきます。この場合，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。ただし，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。 なお，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。 また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列	㈠　中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。 ㈡　中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。 なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。 ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。 a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合 b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合 c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合 なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更，電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなったときには，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。 ハ　保護装置の系列数 当社の標準的な方式に合わせた保護装置の多重化等を図っていただく場合があります。 ㈠　保護装置の二系列化 ㈡　後備保護との組合せ ⑶　単独運転防止対策 イ　逆潮流がある場合 適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送しゃ断装置を設置していただきます。この場合，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。ただし，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。 なお，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。 また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
していただきます。 ロ　逆潮流がない場合 単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。 ⑷　事故波及防止対策 系統事故等による発電設備等の脱調，周波数異常，設備過負荷，電圧異常等を防止するため，必要により次の事故波及防止リレーを設置していただく場合があります。 イ　系統安定化装置 ロ　脱調分離リレー ハ　周波数リレー ニ　過負荷保護リレー ホ　不足電圧リレー ヘ　転送しゃ断装置 ⑸　構内設備事故対策 構内設備事故対策として，発電者，需要者または契約者の需要場所または事業場所における構内設備の短絡事故時または地絡事故時に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。 ⑹　事故除去時間 中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響および電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器ならびに保護リレーの動作時間を次のとおりとしていただきます。 イ　遮　　断　　器 ２サイクル以内 ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用） ２サイクル以内 なお，上記を基本として，中性点直接接地系統以外を含めて，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。 **64　再閉路方式** 自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。	していただきます。 ロ　逆潮流がない場合 単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。 ⑷　事故波及防止対策 系統事故等による発電設備等の脱調，周波数異常，設備過負荷，電圧異常等を防止するため，必要により次の事故波及防止リレーを設置していただく場合があります。 イ　系統安定化装置 ロ　脱調分離リレー ハ　周波数リレー ニ　過負荷保護リレー ホ　不足電圧リレー ヘ　転送しゃ断装置 ⑸　構内設備事故対策 構内設備事故対策として，発電者，需要者または契約者の需要場所または事業場所における構内設備の短絡事故時または地絡事故時に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。 ⑹　事故除去時間 中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響および電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器ならびに保護リレーの動作時間を次のとおりとしていただきます。 イ　遮　　断　　器 ２サイクル以内 ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用） ２サイクル以内 なお，上記を基本として，中性点直接接地系統以外を含めて，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。 **~~64~~66　再閉路方式** 自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
65　保護装置の設置場所 保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	**~~65~~67　保護装置の設置場所** 保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
66　解　列　箇　所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 ⑴　受電用しゃ断器 ⑵　発電設備等出力端しゃ断器 ⑶　発電設備等連絡用しゃ断器 ⑷　母線連絡用しゃ断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。 ただし，母線保護リレー装置が動作した場合には，同一母線に接続された送電線および連系用変圧器等をすべてしゃ断していただきます。	**~~66~~68　解　列　箇　所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 ⑴　受電用しゃ断器 ⑵　発電設備等出力端しゃ断器 ⑶　発電設備等連絡用しゃ断器 ⑷　母線連絡用しゃ断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。 ただし，母線保護リレー装置が動作した場合には，同一母線に接続された送電線および連系用変圧器等をすべてしゃ断していただきます。
67　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 ⑴　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。 ⑵　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。 ⑶　不足電力リレーは２相設置とすること。 ⑷　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置とすること。	**~~67~~69　保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 ⑴　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。 ⑵　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。 ⑶　不足電力リレーは２相設置とすること。 ⑷　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置とすること。
68　自動負荷制限・発電抑制 ⑴　自動負荷制限・発電抑制 イ　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線，変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。 また，系統事故等により他の送電線，変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度，周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電しゃ断もしくは発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。この場合，発電場所に必要な装置を設置して	**~~68~~70　自動負荷制限・発電抑制** ⑴　自動負荷制限・発電抑制 イ　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線，変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。 また，系統事故等により他の送電線，変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度，周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電しゃ断もしくは発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。この場合，発電場所に必要な装置を設置して

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
いただきます。 ロ　出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池は，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，イは適用いたしません。 ⑵　Ｎ　－　１　電　制 あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に施設する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を施設することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の施設を求めることがあります。この場合，発電者は，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の施設その他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。	いただきます。 ロ　出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池は，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，イは適用いたしません。 ⑵　Ｎ　－　１　電　制 あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に施設する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を施設することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の施設を求めることがあります。この場合，発電者は，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の施設その他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。
69　線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。 なお，22,000ボルトの系統に連系する場合は，必要に応じて設置いたします。 ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合，次のいずれかにより簡素化することができます。 ⑴　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができます。 ⑵　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できます。 ⑶　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できます。	**~~69~~71　線路無電圧確認装置の設置** 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。 なお，22,000ボルトの系統に連系する場合は，必要に応じて設置いたします。 ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合，次のいずれかにより簡素化することができます。 ⑴　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができます。 ⑵　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できます。 ⑶　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できます。
70　発電機運転制御装置の付加 ⑴　系統安定化，潮流制御のための機能 系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。 なお，設置については個別に協議させていただきます。	**~~70~~72　発電機運転制御装置の付加** ⑴　系統安定化，潮流制御のための機能 系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。 なお，設置については個別に協議させていただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
イ　PSS（Power System Stabilizer） ロ　超速応励磁自動電圧調整機能 ⑵　周波数調整のための機能 火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。 なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。 イ　ガバナフリー運転 タービンの調速機（以下「ガバナ」といいます。）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。 ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からのLFC信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。 ハ　周波数変動補償機能 標準周波数±0.2ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。 ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。 ホ　出力低下防止機能 100,000キロワット以上の火力発電設備は，周波数58.8ヘルツまでは発電機出力を低下せず，周波数58.8ヘルツ以下については，1.2ヘルツ低下するごとに５パーセント以内の出力低下に抑えること，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。	イ　PSS（Power System Stabilizer） ロ　超速応励磁自動電圧調整機能 ⑵　周波数調整のための機能 火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。 なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。 イ　ガバナフリー運転 タービンの調速機（以下「ガバナ」といいます。）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。 ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からのLFC信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。 ハ　周波数変動補償機能 標準周波数±0.2ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。 ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。 ホ　出力低下防止機能 100,000キロワット以上の火力発電設備は，周波数58.8ヘルツまでは発電機出力を低下せず，周波数58.8ヘルツ以下については，1.2ヘルツ低下するごとに５パーセント以内の出力低下に抑えること，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

現　行（2023年12月27日実施）			
	発電機定格出力	100,000キロワット以上	
		ガスタービン発電設備（GT）およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GTCC）	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF調定率	５パーセント以下	５パーセント以下
	GF幅※1	５パーセント以上（定格出力基準）	３パーセント以上（定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始，10秒以内にGF幅の出力変化完了※7	
	LFC幅	±５パーセント以上（定格出力基準）	±５パーセント以上（定格出力基準）
	LFC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	最低出力※3※4（定格出力基準）	50パーセント以下 DSS 機能具備※5	30パーセント以下

※１　GTおよびGTCCについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力５パーセント以上，その他の発電機については定格出力の３パーセント以上を確保。定格出力付近等の要件を満たせない出力帯について別途協議。

※２　定格出力付近のオーバーシュート防止または低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。

※３　気化ガス（BOG）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議。

※４　EDC/LFC指令で制御可能な最低出力。

※５　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列から並列まで８時間以内で可能なこと。

※６　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

※７　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC指令値，LFC増/減指令，運転可能出力帯〔バンド〕指令）を受信する機能および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GTおよびGTCCのみ〕，EDC・LFC使用/除外，周波数調整機能故障，運転可能出力帯〔バンド〕状態）を送信する機能を具備していただきます。

⑶　早期再並列のための機能

変　更　後（2024年４月１日実施予定）			
	発電機定格出力	100,000キロワット以上	
		ガスタービン発電設備（GT）およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GTCC）	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF調定率	５パーセント以下	５パーセント以下
	GF幅※1	５パーセント以上（定格出力基準）	３パーセント以上（定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始，10秒以内にGF幅の出力変化完了※7	
	LFC幅	±５パーセント以上（定格出力基準）	±５パーセント以上（定格出力基準）
	LFC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	最低出力※3※4（定格出力基準）	50パーセント以下 DSS 機能具備※5	30パーセント以下

※１　GTおよびGTCCについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力５パーセント以上，その他の発電機については定格出力の３パーセント以上を確保。定格出力付近等の要件を満たせない出力帯について別途協議。

※２　定格出力付近のオーバーシュート防止または低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。

※３　気化ガス（BOG）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議。

※４　EDC/LFC指令で制御可能な最低出力。

※５　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列から並列まで８時間以内で可能なこと。

※６　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

※７　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC指令値，LFC増/減指令，運転可能出力帯〔バンド〕指令）を受信する機能および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GTおよびGTCCのみ〕，EDC・LFC使用/除外，周波数調整機能故障，運転可能出力帯〔バンド〕状態）を送信する機能を具備していただきます。

⑶　早期再並列のための機能

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
定格出力の合計が400,000キロワット以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。	定格出力の合計が400,000キロワット以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。
⑷　電圧調整のための機能	⑷　電圧調整のための機能
イ　220,000ボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。	イ　220,000ボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。
ロ　受電電圧が110,000ボルト以下の発電者の発電機でも，必要により，イと同じ機能を具備していただくことがあります。	ロ　受電電圧が110,000ボルト以下の発電者の発電機でも，必要により，イと同じ機能を具備していただくことがあります。
71　中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施	**~~71~~73　中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施**
中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。	中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。
また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。	また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。
⑴　110,000ボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。	⑴　110,000ボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。
⑵　220,000ボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。	⑵　220,000ボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。
72　直流流出防止変圧器の設置	**~~72~~74　直流流出防止変圧器の設置**
逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。	逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。
なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。	なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。
⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。	⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。
⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。	⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。
73　電　圧　変　動	**~~73~~75　電　圧　変　動**
⑴　常時電圧変動対策	⑴　常時電圧変動対策
発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１パーセントから２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。	発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１パーセントから２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
なお，22,000ボルトの系統と連系する場合の電圧の適正値は，その系統に連系されている低圧の需要において101±６ボルトまたは202±20ボルトといたします。	なお，22,000ボルトの系統と連系する場合の電圧の適正値は，その系統に連系されている低圧の需要において101±６ボルトまたは202±20ボルトといたします。
⑵　瞬時電圧変動対策	⑵　瞬時電圧変動対策
発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。	発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。
イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。	イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。
ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。	ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。
ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をしていただきます。	ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をしていただきます。
ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。	ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。
ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安といたします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いていただきます。	ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安といたします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いていただきます。
ヘ　発電設備等の出力変動または頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときまたは適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。	ヘ　発電設備等の出力変動または頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときまたは適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。
㈠　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置，サイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。	㈠　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置，サイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。
㈡　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。	㈡　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。
⑶　そ　の　他	⑶　そ　の　他
連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者	連系用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなうによる瞬時電圧低

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。	下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施していただきます。~~他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。~~
74　出力変動対策 再生可能エネルギー発電設備（風力発電設備の場合に限ります。）を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 ⑴　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10パーセント以下となるよう対策を行なうこと。 なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模な発電場所については，対策を別途協議することといたします。 ⑵　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。 また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。 ⑶　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。 なお，調定率は，２パーセントから５パーセントまでの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は0.2ヘルツ以下といたします。	**~~74~~76　出力変動対策** 再生可能エネルギー発電設備（風力発電設備の場合に限ります。）を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 ⑴　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10パーセント以下となるよう対策を行なうこと。 なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模な発電場所については，対策を別途協議することといたします。 ⑵　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。 また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。 ⑶　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。 なお，調定率は，２パーセントから５パーセントまでの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は0.2ヘルツ以下といたします。
75　短絡・地絡電流対策 発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	**~~75~~77　短絡・地絡電流対策** 発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
76　発電機定数・諸元 ⑴　連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策，短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 ⑵　当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。	**~~76~~78　発電機定数・諸元** ⑴　連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策，短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 ⑵　当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

現　行（2023年12月27日実施）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧ごと，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値

変　更　後（2024年４月１日実施予定）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧ごと，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値

現　行（2023年12月27日実施）		
電源種	設備	諸元
共通	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

変　更　後（2024年４月１日実施予定）		
電源種	設備	諸元
共通	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

現　行（2023年12月27日実施）		
電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		ＬＦＣ・発電機出力制御ブロック
		ＥＤＣ変化速度（出力ごと）
		ＬＦＣ幅・変化速度（出力ごと）
		出力キープタイム（出力ごと，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ，ＰＳＶＲ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		過励磁保護59Ｖ／Ｆブロック
		ＯＥＬ，ＵＥＬブロック

変　更　後（2024年４月１日実施予定）		
電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		ＬＦＣ・発電機出力制御ブロック
		ＥＤＣ変化速度（出力ごと）
		ＬＦＣ幅・変化速度（出力ごと）
		出力キープタイム（出力ごと，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ，ＰＳＶＲ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		過励磁保護59Ｖ／Ｆブロック
		ＯＥＬ，ＵＥＬブロック

現　行（2023年12月27日実施）		
電源種	設備	諸元
水力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（キロワット/{立方メートル/秒}）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

変　更　後（2024年４月１日実施予定）		
電源種	設備	諸元
水力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（キロワット/{立方メートル/秒}）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
77　昇圧用変圧器 連系系統および電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。 また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。	**~~77~~79　昇圧用変圧器** 連系系統および電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。 また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。
78　連　絡　体　制 ⑴　発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，22,000ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。 イ　専用保安通信用電話設備 ロ　電気通信事業者の専用回線電話 ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 (ｲ)　発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 (ﾛ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 (ﾊ)　停電時においても通話可能なものであること。 (ﾆ)　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列または運転を停止すること。 また，その旨が保安規程上明記されていること。 ⑵　特別高圧電線路と連系する場合には，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。	**~~78~~80　連　絡　体　制** ⑴　発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，22,000ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。 イ　専用保安通信用電話設備 ロ　電気通信事業者の専用回線電話 ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 (ｲ)　発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 (ﾛ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 (ﾊ)　停電時においても通話可能なものであること。 (ﾆ)　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列または運転を停止すること。 また，その旨が保安規程上明記されていること。 ⑵　特別高圧電線路と連系する場合には，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態※1
	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	電圧・無効電力の制御モード※2

情報種別	情報内容
テレメータ	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※3
	発電最大能力値※4（風力発電設備の場合）

※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台ごとに設置していただきます。

※2　電圧無効電力制御を行なう場合は必要に応じて収集いたします。

※3　ナセルで計測する風向・風速

※4　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮いたします。）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数といたします。

79　電気現象記録装置

発電機の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

80　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

なお，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態※1
	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	電圧・無効電力の制御モード※2

情報種別	情報内容
テレメータ	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※3
	発電最大能力値※4（風力発電設備の場合）

※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台ごとに設置していただきます。

※2　電圧無効電力制御を行なう場合は必要に応じて収集いたします。

※3　ナセルで計測する風向・風速

※4　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮いたします。）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数といたします。

~~79~~81　電気現象記録装置

発電機の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

~~80~~82　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。ただし，自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

なお，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
⑴　外部ネットワークその他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 ⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 ⑶　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	⑴　外部ネットワークその他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 ⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 ⑶　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
Ⅳ－２　　需要設備の連系要件	**Ⅳ－２　　需要設備の連系要件**
81　電　気　方　式 需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。	**~~81~~83　電　気　方　式** 需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。
82　力　　率 ⑴　供給地点の力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。 なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。 ⑵　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。	**~~82~~84　力　　率** ⑴　供給地点の力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。 なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。 ⑵　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。
83　保護装置の設置 ⑴　発電者，需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。 ⑵　連系された系統に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただくことがあります。この場合，接続する系統と同一の保護装置を設置していただきます。	**~~83~~85　保護装置の設置** ⑴　発電者，需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。 ⑵　連系された系統に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただくことがあります。この場合，接続する系統と同一の保護装置を設置していただきます。
84　線路無電圧確認装置の設置 69（線路無電圧確認装置の設置）に準じます。	**~~84~~86　線路無電圧確認装置の設置** ~~69~~71（線路無電圧確認装置の設置）に準じます。
85　連　絡　体　制 ⑴　当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，22,000ボルトの系統と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができるものといたします。 イ　電力保安通信用電話設備 ロ　電気通信事業者の専用回線電話 ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 (ｲ)　発電者，需要者または契約者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，変電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとすること。 (ﾛ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とするこ	**~~85~~87　連　絡　体　制** ⑴　当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，22,000ボルトの系統と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができるものといたします。 イ　電力保安通信用電話設備 ロ　電気通信事業者の専用回線電話 ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 (ｲ)　発電者，需要者または契約者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，変電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとすること。 (ﾛ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とするこ

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
と。 (ﾊ)　停電時においても通話可能なものであること。 (2)　当社との間に，系統運用上等必要となる情報（開閉機器の開閉状態，有効および無効電力等）を収集できるよう給電情報伝送装置（スーパービジョン，テレメータ等）を必要に応じて設置することといたします。	と。 (ﾊ)　停電時においても通話可能なものであること。 (2)　当社との間に，系統運用上等必要となる情報（開閉機器の開閉状態，有効および無効電力等）を収集できるよう給電情報伝送装置（スーパービジョン，テレメータ等）を必要に応じて設置することといたします。
86　高　　調　　波 高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。 (1)　対象となる発電者，需要者または契約者 イ　対象となる発電者，需要者または契約者は，次のいずれかに該当する発電者，需要者または契約者（以下「対象者」といいます。）といたします。 (ｲ)　22,000ボルトの系統から受電する発電者，需要者または契約者であって，その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下，この項において「等価容量」といいます。）の合計が300キロボルトアンペアを超える発電者，需要者または契約者 (ﾛ)　66,000ボルト以上の系統から受電する発電者，需要者または契約者であって，等価容量の合計が2,000キロボルトアンペアを超える発電者，需要者または契約者 ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。 ハ　対象者が，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。 なお，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって対象者に該当することになる場合においても適用いたします。 (2)　高調波流出電流の算出 対象者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。 イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。 ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。 ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。 ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。 (3)　高調波流出電流の上限値	**~~86~~88　高　　調　　波** 高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。 (1)　対象となる発電者，需要者または契約者 イ　対象となる発電者，需要者または契約者は，次のいずれかに該当する発電者，需要者または契約者（以下「対象者」といいます。）といたします。 (ｲ)　22,000ボルトの系統から受電する発電者，需要者または契約者であって，その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下，この項において「等価容量」といいます。）の合計が300キロボルトアンペアを超える発電者，需要者または契約者 (ﾛ)　66,000ボルト以上の系統から受電する発電者，需要者または契約者であって，等価容量の合計が2,000キロボルトアンペアを超える発電者，需要者または契約者 ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。 ハ　対象者が，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。 なお，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって対象者に該当することになる場合においても適用いたします。 (2)　高調波流出電流の算出 対象者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。 イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。 ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。 ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。 ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。 (3)　高調波流出電流の上限値

現　行（2023年12月27日実施）	変　更　後（2024年４月１日実施予定）
対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該対象者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。	対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該対象者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。
⑷　高調波流出電流の抑制対策の実施	⑷　高調波流出電流の抑制対策の実施
対象者は，⑵の高調波流出電流が，⑶の高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。	対象者は，⑵の高調波流出電流が，⑶の高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。
契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値	契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値
（単位：ミリアンペア／キロワット）	（単位：ミリアンペア／キロワット）

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22,000ボルト	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66,000ボルト	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110,000ボルト	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
220,000ボルト	0.17	0.12	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22,000ボルト	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66,000ボルト	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110,000ボルト	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
220,000ボルト	0.17	0.12	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03

87　フ　リ　ッ　カ

電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

88　電　圧　変　動

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

（新規追加）

~~87~~89　フ　リ　ッ　カ

電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

~~88~~90　電　圧　変　動

~~連系~~受電用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう瞬時電圧低下により，~~他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には~~系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施していただきます。

91　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

３　電気事業法施行規則第17条の４第１項の規定により提出した書類の写し

写

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

2023年９月29日

九州電力送配電株式会社

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

企 総 託 第 4 号
2023年 9 月 29日

経済産業大臣　西 村　康 稔　殿

福岡市中央区渡辺通二丁目１番82号
九州電力送配電株式会社
代表取締役社長　廣 渡　健

次のとおり収入の見通しの変更の承認を受けたいので、電気事業法第17条の２第４項の規定により申請します。

変　更　の　内　容	別紙のとおりであります。
変　更　年　月　日	2024年４月１日

別　紙

電気事業法施行規則第17条の４第１項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

（様式第１）
　第１表　収入の見通し総括表
（様式第２）
　第１表　第１区分費用明細表
　第２表　第２区分費用明細表
　第３表　第３区分費用明細表
　第４表　離島等供給に係る費用明細表
　第５表　離島等供給に係る収益明細表
　第６表　制御不能費用明細表
　第７表　事後検証費用明細表
　第８表　次世代投資費用明細表
　第９表　事業報酬明細表
　第10表　追加事業報酬明細表
　第11表　追加事業報酬対象額明細表
　第12表　控除収益明細表

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

第１規制期間における託送供給等に係る収入の見通し（以下、収入の見通し）の申請・承認時点（2022年12月）では実績が確定していなかったことにより織り込むことができなかった2022年度のインバランス収支（追加供給力公募費用を含む）や最終保障供給に係る損益について実績が確定したこと、第62回電力・ガス基本政策小委員会において容量拠出金の負担見直しに係る託送負担のあり方が議論されたことなどに加えて、直近で承認を受けた収入の見通しにおける制御不能費用の想定値と規制期間における実績値に乖離が生じたことを踏まえ、収入の見通しを変更することといたしました。

つきましては、電気事業法第17条の２第４項の規定に基づき、ここに託送供給等に係る収入の見通しの変更を申請する次第であります。

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
	役員給与	74,366	73,993	73,619	73,245	72,871	368,094	73,619	
	給料手当	30,322,508	31,195,576	30,829,028	30,631,261	30,489,038	153,467,411	30,693,482	
	給料手当振替額（貸方）	▲ 660,009	▲ 678,984	▲ 671,038	▲ 666,742	▲ 663,647	▲ 3,340,420	▲ 668,084	▲表示で記載
	退職給与金 ※1	2,538,998	2,497,414	2,125,356	2,573,639	2,614,171	12,349,578	2,469,916	
	厚生費	6,430,377	6,377,402	6,306,494	6,261,125	6,229,178	31,604,576	6,320,915	
	委託検針費	1,199,288	832,682	811,789	807,668	803,547	4,454,974	890,995	
	委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	
	雑給	414,455	411,669	409,590	407,510	405,431	2,048,655	409,731	
	（人件費計）	40,319,983	40,709,752	39,884,838	40,087,706	39,950,589	200,952,868	40,190,574	
	修繕費 ※2	3,553,183	3,568,130	3,450,780	3,422,863	3,405,890	17,400,846	3,480,169	
	研究費	1,054,141	1,056,832	1,089,508	1,144,158	1,137,689	5,482,328	1,096,466	
	消耗品費	876,815	893,577	871,215	876,391	867,270	4,385,268	877,054	
	損害保険料	5,525	5,973	5,943	6,394	6,359	30,194	6,039	
	養成費	278,218	319,732	316,273	320,941	312,987	1,548,151	309,630	
	建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 443,231	▲ 319,174	▲ 416,790	▲ 422,822	▲ 446,204	▲ 2,048,221	▲ 409,644	▲表示で記載
	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 3,618	▲ 3,747	▲ 3,871	▲ 3,521	▲ 3,488	▲ 18,245	▲ 3,649	▲表示で記載
	委託費 ※3	67,453,525	63,026,140	61,594,293	59,292,764	58,563,782	309,930,504	61,986,101	
	普及開発関係費	88,992	88,452	87,948	87,511	87,506	440,409	88,082	
	諸費 ※4	9,436,284	9,374,828	9,462,230	9,143,780	9,134,826	46,551,948	9,310,390	
	電気事業雑収益 ※5	▲ 536,879	▲ 528,509	▲ 438,157	▲ 435,932	▲ 433,708	▲ 2,373,185	▲ 474,637	▲表示で記載
第１区分費用計		122,082,938	118,191,986	115,904,210	113,520,233	112,583,498	582,282,865	116,456,573	
	修繕費 ※6	41,973,495	41,247,819	39,175,012	37,063,322	36,610,155	196,069,803	39,213,961	
	委託費 ※7	12,137,730	7,917,857	5,984,463	4,728,312	5,360,493	36,128,855	7,225,771	
	諸費 ※8	1,365	1,346	1,327	1,308	1,183	6,529	1,306	
	減価償却費 ※9	2,959,626	9,338,951	14,994,720	20,618,296	26,114,593	74,026,186	14,805,237	
	固定資産税 ※10	0	1,251,377	2,751,608	4,231,779	5,252,927	13,487,691	2,697,538	
第２区分費用計		57,072,216	59,757,350	62,907,130	66,643,017	73,339,351	319,719,064	63,943,813	
次世代投資費用		5,287,625	8,937,170	12,375,434	21,734,683	22,777,163	71,112,075	14,222,415	
	修繕費 ※11	31,164,478	31,123,688	30,464,828	29,447,247	29,172,513	151,372,754	30,274,551	
	委託費 ※12	6,183,497	5,963,773	6,071,670	6,078,377	6,047,363	30,344,680	6,068,936	
	固定資産除却費	18,671,906	17,540,651	19,499,483	19,515,115	18,072,290	93,299,445	18,659,889	
	賃借料 ※13	10,220,197	10,029,058	9,693,528	9,686,896	9,682,313	49,311,992	9,862,398	
	託送料 ※14	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	16,219,500	3,243,900	
	共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	
	共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	
	地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	
	一般送配電事業等に係る電力料 ※15	220,940	219,829	218,719	217,609	216,499	1,093,596	218,719	
	需給調整市場手数料 ※16	137,058	303,444	303,444	303,444	303,444	1,350,834	270,167	
	電力費振替勘定（貸方）	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 4,405	▲ 881	▲表示で記載
	開発費	0	0	0	0	0	0	0	
	株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	
	社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	
	開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	
	株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	
	社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	
	廃炉等負担金	0	0	0	0	0	0	0	
	離島等供給に係る費用 ※17	38,855,201	38,265,595	39,163,177	38,291,314	39,683,179	194,258,466	38,851,693	
	離島等供給に係る収益 ※18	▲ 14,559,367	▲ 14,428,904	▲ 14,362,921	▲ 14,297,966	▲ 14,231,278	▲ 71,880,436	▲ 14,376,087	▲表示で記載
	自社アンシラリーサービス費	349,703	763,073	973,179	76,440	0	2,162,395	432,479	
第３区分費用計		94,486,632	93,023,226	95,268,126	92,561,495	92,189,342	467,528,821	93,505,764	
	地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	託送収益 ※19	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 702,245	▲ 140,449	▲表示で記載
	事業者間精算収益	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 23,799,610	▲ 4,759,922	▲表示で記載
	電気事業雑収益 ※20	▲ 12,423,630	▲ 12,220,909	▲ 12,614,416	▲ 12,215,390	▲ 12,249,835	▲ 61,724,180	▲ 12,344,836	▲表示で記載
	預金利息	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
控除収益計		▲ 17,324,001	▲ 17,121,280	▲ 17,514,787	▲ 17,115,761	▲ 17,150,206	▲ 86,226,035	▲ 17,245,207	
	減価償却費 ※21	72,809,127	71,023,495	67,403,076	64,773,728	57,944,226	333,953,652	66,790,730	
	退職給与金 ※22	▲ 97,099	▲ 825,868	▲ 1,772,462	▲ 86,984	0	▲ 2,782,413	▲ 556,483	
	ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	853,882	851,874	850,665	849,165	0	3,405,586	681,117	
	賃借料 ※23	10,650,576	10,650,570	10,650,558	10,650,557	10,650,556	53,252,817	10,650,563	
	諸費 ※24	1,436,833	1,431,023	1,432,010	1,431,171	1,428,558	7,159,595	1,431,919	
	貸倒損	41,107	41,107	41,107	41,107	41,107	205,535	41,107	貸方の場合は▲表示で記載
	振替損失調整額	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 338,810	▲ 67,762	
	インバランス収支過不足額 ※25	4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,022	22,020,106	4,404,021	貸方の場合は▲表示で記載
	電源開発促進税	30,867,750	30,726,375	30,663,750	30,592,500	30,602,250	153,452,625	30,690,525	
	事業税	6,093,055	6,255,415	6,344,579	6,470,009	6,447,533	31,610,591	6,322,118	
	雑税	314,312	314,312	314,312	314,312	314,313	1,571,561	314,312	
	法人税等	6,155,939	6,155,939	6,155,939	6,155,939	6,155,939	30,779,695	6,155,939	
	賠償負担金相当金	6,094,192	6,094,192	6,094,192	6,094,192	6,094,192	30,470,960	6,094,192	
	廃炉円滑化負担金相当金	6,344,189	6,344,189	6,238,252	5,708,566	5,708,566	30,343,762	6,068,752	
	固定資産税 ※26	22,150,469	21,206,384	20,152,398	19,202,192	18,282,779	100,994,222	20,198,844	
	調整力の確保に要する費用 ※27	▲ 144,606	13,555,732	15,114,169	12,677,572	13,455,082	54,657,949	10,931,590	貸方の場合は▲表示で記載
	再給電に要する費用 ※28	0	0	0	0	0	0	0	
制御不能費用計		167,905,985	178,160,998	174,018,804	169,210,285	161,461,361	850,757,433	170,151,487	

	託送料 ※29	737,131	737,542	655,642	689,661	832,155	3,652,131	730,426	
	補償費	801,844	801,844	801,844	801,844	801,843	4,009,219	801,844	
	事業者間精算費	218,015	218,015	218,015	218,015	218,015	1,090,075	218,015	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	1,032,526	1,032,468	1,032,390	1,032,322	1,032,297	5,162,003	1,032,401	
	調整力の確保に要する費用 ※31	28,673,109	28,744,765	33,239,790	29,405,253	29,267,829	149,330,746	29,866,149	
	発電抑制に要する費用 ※32	31,600	33,460	35,320	37,170	39,410	176,960	35,392	
事後検証費用		31,494,225	31,568,094	35,983,001	32,184,265	32,191,549	163,421,134	32,684,227	
事業報酬		26,994,639	27,545,870	27,967,895	28,325,367	28,635,932	139,469,703	27,893,941	
追加事業報酬		67,727	62,467	57,638	53,217	49,147	290,196	58,039	
収入の見通し計		488,067,986	500,125,881	506,967,451	507,116,801	506,077,137	2,508,355,256	501,671,051	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。
※6：取替修繕費及び修繕費であって配電設備及び業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※7：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※8：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※9：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※10：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する税額に限る。
※11：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※12：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※13：第６条に規定するものを除く。
※14：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※15：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※16：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※17：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※18：送配電等業務に係る収益を除く。
※19：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。
※20：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。
※21：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※22：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。
※23：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
※24：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。
※25：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。
※26：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。
※27：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。
※28：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。
※29：連系線の増強等に係る費用に限る。
※30：災害等扶助交付金を含む。
※31：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等（再生可能エネルギー電気特措法第２条第５項に規定する認定発電設備（同条第３項第１号に掲げる太陽光及び同項第２号に掲げる風力を電気に変換するものに限る。）から供出される電力量について、翌日市場（一般社団法人日本卸電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行うための卸電力取引市場をいう。）の売買取引が行われる日の午前六時における一般送配電事業者による予測値と当該売買取引に係る電力の受渡しを行う一時間前における当該一般送配電事業者による予測値との差を調整するための調整電源等を除く。）を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。
※32：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

様式第２（第３条から第１１条まで関係）

第１表

第１区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
役員給与	345,753	407,116	345,501	137,240	150,254	1,385,864	277,173	74,366	73,993	73,619	73,245	72,871	368,094	73,619	
給料手当	51,284,314	52,116,926	50,224,348	44,892,914	44,388,763	242,907,265	48,581,453	30,322,508	31,195,576	30,829,028	30,631,261	30,489,038	153,467,411	30,693,482	
給料手当振替額（貸方）	▲ 763,959	▲ 692,302	▲ 1,086,144	▲ 1,048,026	▲ 987,925	▲ 4,578,356	▲ 915,671	▲ 660,009	▲ 678,984	▲ 671,038	▲ 666,742	▲ 663,647	▲ 3,340,420	▲ 668,084	▲表示で記載
退職給与金 ※1	3,703,344	4,896,599	4,812,376	4,077,579	3,729,078	21,218,976	4,243,795	2,538,998	2,497,414	2,125,356	2,573,639	2,614,171	12,349,578	2,469,916	
厚生費	10,116,875	10,056,102	9,768,032	8,978,050	9,197,546	48,116,605	9,623,321	6,430,377	6,377,402	6,306,494	6,261,125	6,229,178	31,604,576	6,320,915	
委託検針費	4,098,951	3,354,741	3,013,928	2,623,449	2,106,306	15,197,375	3,039,475	1,199,288	832,682	811,789	807,668	803,547	4,454,974	890,995	
委託集金費	831,226	826,667	768,380	0	0	2,426,273	485,255	0	0	0	0	0	0	0	
雑給	227,361	257,737	312,955	211,131	323,729	1,332,913	266,583	414,455	411,669	409,590	407,510	405,431	2,048,655	409,731	
修繕費 ※2	4,000,519	3,562,434	3,517,108	3,739,209	3,542,917	18,362,187	3,672,437	3,553,183	3,568,130	3,450,780	3,422,863	3,405,890	17,400,846	3,480,169	
研究費	1,323,096	1,588,997	1,409,212	1,136,593	1,084,532	6,542,430	1,308,486	1,054,141	1,056,832	1,089,508	1,144,158	1,137,689	5,482,328	1,096,466	
消耗品費	1,455,985	1,388,449	1,397,075	1,446,860	1,504,395	7,192,764	1,438,553	876,815	893,577	871,215	876,391	867,270	4,385,268	877,054	
損害保険料	2,439	2,386	5,802	28,063	27,284	65,974	13,195	5,525	5,973	5,943	6,394	6,359	30,194	6,039	
養成費	233,498	296,966	228,009	118,233	166,341	1,043,047	208,609	278,218	319,732	316,273	320,941	312,987	1,548,151	309,630	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 637,228	▲ 627,972	▲ 928,791	▲ 198,997	▲ 178,916	▲ 2,571,904	▲ 514,381	▲ 443,231	▲ 319,174	▲ 416,790	▲ 422,822	▲ 446,204	▲ 2,048,221	▲ 409,644	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 65,638	▲ 96,382	▲ 95,609	▲ 4,745	▲ 1,199	▲ 263,573	▲ 52,715	▲ 3,618	▲ 3,747	▲ 3,871	▲ 3,521	▲ 3,488	▲ 18,245	▲ 3,649	▲表示で記載
委託費 ※3	24,904,319	26,975,136	26,874,048	53,602,714	52,383,456	184,739,673	36,947,935	67,453,525	63,026,140	61,594,293	59,292,764	58,563,782	309,930,504	61,986,101	
普及開発関係費	9,633	10,092	8,172	72,733	79,016	179,646	35,929	88,992	88,452	87,948	87,511	87,506	440,409	88,082	
諸費 ※4	12,548,296	10,099,437	9,923,785	10,504,795	13,479,912	56,556,225	11,311,245	9,436,284	9,374,828	9,462,230	9,143,780	9,134,826	46,551,948	9,310,390	
電気事業雑収益 ※5	0	0	0	▲ 785,503	▲ 799,613	▲ 1,585,116	▲ 317,023	▲ 536,879	▲ 528,509	▲ 438,157	▲ 435,932	▲ 433,708	▲ 2,373,185	▲ 474,637	▲表示で記載
第１区分費用計	113,618,784	114,423,129	110,498,187	129,532,292	130,195,876	598,268,268	119,653,654	122,082,938	118,191,986	115,904,210	113,520,233	112,583,498	582,282,865	116,456,573	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。

≪項目別明細表≫

（１）第３条第３項関係

［役員給与］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内取締役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外取締役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外監査役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計		345,753	407,116	345,501	137,240	150,254	1,385,864	277,173	74,366	73,993	73,619	73,245	72,871	368,094	73,619	
社内取締役	役員数（人）	8	7	7	3	3	28	6	3	3	3	3	3	15	3	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外取締役	役員数（人）	1	1	1	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0	0	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役	役員数（人）	2	1	2	1	1	7	1	1	1	1	1	1	5	1	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外監査役	役員数（人）	2	2	2	1	1	8	2	1	1	1	1	1	5	1	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

［給料手当］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
基準賃金	32,492,275	33,580,860	32,958,526	27,508,726	27,181,938	153,722,325	30,744,465	19,435,709	19,315,200	19,104,503	18,968,229	18,871,893	95,695,534	19,139,107	
基準外賃金	6,366,575	6,057,100	5,315,890	5,047,470	4,623,694	27,410,729	5,482,146	3,321,243	3,297,599	3,257,585	3,234,045	3,217,621	16,328,093	3,265,619	
諸給与金	15,043,140	15,162,316	14,651,525	13,086,474	13,201,962	71,145,417	14,229,083	8,157,216	9,172,470	9,053,454	9,012,484	8,980,058	44,375,682	8,875,136	
控除口（貸方）	▲ 2,617,676	▲ 2,683,350	▲ 2,701,593	▲ 744,260	▲ 617,266	▲ 9,364,145	▲ 1,872,829	▲ 591,660	▲ 589,693	▲ 586,514	▲ 583,497	▲ 580,534	▲ 2,931,898	▲ 586,380	
附帯事業振替額	0	0	0	▲ 5,496	▲ 1,565	▲ 7,061	▲ 1,412	0	0	0	0	0	0	0	
合計	51,284,314	52,116,926	50,224,348	44,892,914	44,388,763	242,907,265	48,581,453	30,322,508	31,195,576	30,829,028	30,631,261	30,489,038	153,467,411	30,693,482	
平均経費人員（人）	6,414	6,457	6,351	5,348	5,345	29,915	5,983	3,929	3,916	3,892	3,884	3,884	19,505	3,901	
平均基準賃金（千円/月）	422	433	432	429	424	2,140	428	412	411	409	407	405	2,044	409	

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
引当金増加額	3,454,129	4,596,431	4,564,629	3,165,113	2,792,129	18,572,431	3,714,486	2,665,328	2,584,862	2,166,968	2,562,686	2,539,352	12,519,196	2,503,839	
実払額	82,659	109,801	147,254	110,231	111,304	561,249	112,250	106,650	104,257	88,185	105,185	104,867	509,144	101,829	
年金保険料	166,556	190,367	100,493	802,235	825,645	2,085,296	417,059	▲ 232,980	▲ 191,705	▲ 129,797	▲ 94,232	▲ 30,048	▲ 678,762	▲ 135,752	
合計	3,703,344	4,896,599	4,812,376	4,077,579	3,729,078	21,218,976	4,243,795	2,538,998	2,497,414	2,125,356	2,573,639	2,614,171	12,349,578	2,469,916	

［厚生費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法定厚生費	健康保険料	2,884,900	2,788,799	2,636,504	2,343,696	2,331,839	12,985,738	2,597,148	1,657,820	1,644,267	1,626,130	1,614,446	1,606,208	8,148,871	1,629,774	
	介護保険料	273,824	292,335	309,828	320,990	322,197	1,519,174	303,835	219,886	218,089	215,684	214,133	213,040	1,080,832	216,166	
	労災保険料	117,877	107,986	103,968	114,740	152,761	597,332	119,466	96,857	96,066	95,006	94,323	93,842	476,094	95,219	
	雇用保険料	334,552	303,685	339,900	266,306	273,693	1,518,136	303,627	192,432	190,860	188,754	187,398	186,442	945,886	189,177	
	厚生年金保険料	4,452,844	4,421,252	4,279,859	3,927,636	3,936,482	21,018,073	4,203,615	2,804,659	2,781,731	2,751,050	2,731,285	2,717,349	13,786,074	2,757,215	
	労災補償費	81	69	84	22	217	473	95	115	115	114	114	113	571	114	
	健康診断費	136,189	135,826	134,885	148,738	147,741	703,379	140,676	102,654	101,785	100,622	99,896	99,386	504,343	100,869	
	子ども・子育て拠出金	115,725	140,407	161,975	155,404	154,880	728,391	145,678	110,348	109,445	108,238	107,460	106,912	542,403	108,481	
	その他	▲ 13,347	▲ 17,110	▲ 15,817	▲ 1,624	▲ 228	▲ 48,126	▲ 9,625	▲ 191	▲ 189	▲ 188	▲ 186	▲ 185	▲ 939	▲ 188	
	計	8,302,645	8,173,249	7,951,186	7,275,908	7,319,582	39,022,570	7,804,514	5,184,580	5,142,169	5,085,410	5,048,869	5,023,107	25,484,135	5,096,827	
一般厚生費	安全管理費	26,690	37,787	25,838	30,029	35,156	155,500	31,100	23,016	22,821	22,560	22,397	22,282	113,076	22,615	
	衛生管理費	63,425	61,639	71,341	76,026	80,462	352,893	70,579	55,249	54,780	54,153	53,762	53,488	271,432	54,286	
	福利事業費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	厚生施設運営費	499,602	505,937	490,761	511,203	512,185	2,519,688	503,938	361,310	358,247	354,143	351,582	349,788	1,775,070	355,014	
	文化体育費	0	12,065	8,792	2,954	2,218	26,029	5,206	18,236	18,081	17,873	17,745	17,655	89,590	17,918	
	慶弔費	7,025	12,474	10,793	12,684	8,620	51,596	10,319	7,524	7,460	7,375	7,321	7,283	36,963	7,393	
	その他	1,217,488	1,252,951	1,209,321	1,069,246	1,239,323	5,988,329	1,197,666	780,462	773,844	764,980	759,449	755,575	3,834,310	766,862	
	計	1,814,230	1,882,853	1,816,846	1,702,142	1,877,964	9,094,035	1,818,807	1,245,797	1,235,233	1,221,084	1,212,256	1,206,071	6,120,441	1,224,088	
合計		10,116,875	10,056,102	9,768,032	8,978,050	9,197,546	48,116,605	9,623,321	6,430,377	6,377,402	6,306,494	6,261,125	6,229,178	31,604,576	6,320,915	

［雑給］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
嘱託給	一般嘱託	78,289	68,549	100,637	13,367	13,206	274,048	54,810	12,986	12,920	12,854	12,789	12,724	64,273	12,855	
	その他	794	320	270	0	0	1,384	277	0	0	0	0	0	0	0	
	計	79,083	68,869	100,907	13,367	13,206	275,432	55,086	12,986	12,920	12,854	12,789	12,724	64,273	12,855	
嘱託員平均人員（人）		14	11	11	2	2	40	8	2	2	2	2	2	10	2	
臨時用給		2,385	3,203	2,009	1,271	1,030	9,898	1,980	868	864	859	855	851	4,297	859	
その他		145,893	185,665	210,039	196,493	309,493	1,047,583	209,517	400,601	397,885	395,877	393,866	391,856	1,980,085	396,017	
合計		227,361	257,737	312,955	211,131	323,729	1,332,913	266,583	414,455	411,669	409,590	407,510	405,431	2,048,655	409,731	

［研究費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内研究費	各部門に関する研究	148,419	157,047	186,141	29,165	33,523	554,295	110,859	75,955	94,935	127,553	155,608	164,433	618,484	123,697	
	その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	計	148,419	157,047	186,141	29,165	33,523	554,295	110,859	75,955	94,935	127,553	155,608	164,433	618,484	123,697	
委託研究費	電力中央研究所分担金	785,202	913,580	880,383	736,629	728,301	4,044,095	808,819	679,296	675,132	672,714	670,921	667,713	3,365,776	673,155	
	送電に関する研究	28,005	37,518	66,361	69,755	41,420	243,059	48,612	54,765	44,766	44,534	44,308	44,083	232,456	46,491	
	配電に関する研究	208,986	284,660	109,247	154,457	136,666	894,016	178,803	67,450	71,235	75,577	103,876	88,309	406,447	81,289	
	販売に関する研究	26,082	34,169	49,777	8,948	78,711	197,687	39,537	89,009	87,962	87,536	88,069	87,638	440,214	88,043	
	その他	126,402	162,023	117,303	137,639	65,911	609,278	121,856	87,666	82,802	81,594	81,376	85,513	418,951	83,790	
	計	1,174,677	1,431,950	1,223,071	1,107,428	1,051,009	5,988,135	1,197,627	978,186	961,897	961,955	988,550	973,256	4,863,844	972,769	
合計		1,323,096	1,588,997	1,409,212	1,136,593	1,084,532	6,542,430	1,308,486	1,054,141	1,056,832	1,089,508	1,144,158	1,137,689	5,482,328	1,096,466	

［養成費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
研修施設運営費	55,792	64,008	65,522	44,562	59,692	289,576	57,915	70,656	98,638	97,994	97,798	97,343	462,429	92,486	
その他	177,706	232,958	162,487	73,671	106,649	753,471	150,694	207,562	221,094	218,279	223,143	215,644	1,085,722	217,144	
合計	233,498	296,966	228,009	118,233	166,341	1,043,047	208,609	278,218	319,732	316,273	320,941	312,987	1,548,151	309,630	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電関係委託費	5,118,264	5,142,368	4,777,744	4,636,903	4,585,104	24,260,383	4,852,077	4,710,860	4,569,751	4,733,077	4,701,028	4,660,482	23,375,198	4,675,040	
変電関係委託費	5,769,349	6,097,039	5,757,457	6,073,854	6,062,431	29,760,130	5,952,026	5,865,030	5,725,609	5,665,567	5,608,702	5,555,175	28,420,083	5,684,017	
配電関係委託費	6,066,898	6,610,603	6,469,427	6,762,711	6,654,281	32,563,920	6,512,784	19,613,879	19,523,992	18,734,327	17,987,866	17,609,177	93,469,241	18,693,848	
販売関係委託費	1,657,203	2,652,668	4,142,699	8,182,367	7,490,705	24,125,642	4,825,128	8,755,987	8,989,994	9,453,707	8,797,122	8,681,989	44,678,799	8,935,760	
一般管理関係委託費	6,292,605	6,472,458	5,726,721	27,946,879	27,590,935	74,029,598	14,805,920	28,507,769	24,216,794	23,007,615	22,198,046	22,056,959	119,987,183	23,997,437	
合計	24,904,319	26,975,136	26,874,048	53,602,714	52,383,456	184,739,673	36,947,935	67,453,525	63,026,140	61,594,293	59,292,764	58,563,782	309,930,504	61,986,101	

［普及開発関係費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
停電周知費用	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
その他	9,633	10,092	8,172	72,733	79,016	179,646	35,929	88,992	88,452	87,948	87,511	87,506	440,409	88,082	
合計	9,633	10,092	8,172	72,733	79,016	179,646	35,929	88,992	88,452	87,948	87,511	87,506	440,409	88,082	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
通信運搬費	6,024,478	6,345,721	6,344,187	4,290,653	4,506,544	27,511,583	5,502,317	6,375,565	6,523,161	6,798,792	6,730,319	6,757,134	33,184,971	6,636,994	
旅費	1,255,119	1,261,253	1,235,762	1,019,540	1,000,939	5,772,613	1,154,523	1,190,792	1,180,795	1,185,009	1,173,948	1,166,476	5,897,020	1,179,404	
団体費	45,427	48,276	2,496	0	41,030	137,229	27,446	46,412	46,175	45,942	45,680	45,364	229,573	45,915	
その他	5,223,272	2,444,187	2,341,340	5,194,602	7,931,399	23,134,800	4,626,960	1,823,515	1,624,697	1,432,487	1,193,833	1,165,852	7,240,384	1,448,077	
合計	12,548,296	10,099,437	9,923,785	10,504,795	13,479,912	56,556,225	11,311,245	9,436,284	9,374,828	9,462,230	9,143,780	9,134,826	46,551,948	9,310,390	

第２表

第２区分費用明細表

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
連系線・基幹系統	減価償却費 ※1	0	0	0	0	0	0	0	473,415	1,375,654	2,735,745	4,125,898	5,291,589	14,002,301	2,800,460	
	固定資産税 ※2	0	0	0	0	0	0	0	0	306,236	677,338	1,326,666	1,596,708	3,906,948	781,390	
	計	0	0	0	0	0	0	0	473,415	1,681,890	3,413,083	5,452,564	6,888,297	17,909,249	3,581,850	
ローカル系統	減価償却費 ※3	0	0	0	0	0	0	0	576,540	1,856,029	2,977,202	4,159,863	5,433,553	15,003,187	3,000,637	
	固定資産税 ※4	0	0	0	0	0	0	0	0	419,485	922,682	1,272,159	1,591,883	4,206,209	841,242	
	計	0	0	0	0	0	0	0	576,540	2,275,514	3,899,884	5,432,022	7,025,436	19,209,396	3,841,879	
配電系統	修繕費 ※5	32,932,034	35,762,926	33,354,482	38,330,670	38,178,255	178,558,367	35,711,673	41,973,495	41,247,819	39,175,012	37,063,322	36,610,155	196,069,803	39,213,961	
	減価償却費 ※6	0	0	0	0	0	0	0	546,834	1,638,241	2,727,044	3,813,197	4,900,856	13,626,172	2,725,234	
	固定資産税 ※7	0	0	0	0	0	0	0	0	418,294	818,311	1,202,624	1,570,030	4,009,259	801,852	
	計	32,932,034	35,762,926	33,354,482	38,330,670	38,178,255	178,558,367	35,711,673	42,520,329	43,304,354	42,720,367	42,079,143	43,081,041	213,705,234	42,741,047	
その他投資	修繕費 ※8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	委託費 ※9	6,233,455	9,510,955	6,833,162	8,970,599	7,036,545	38,584,716	7,716,943	12,137,730	7,917,857	5,984,463	4,728,312	5,360,493	36,128,855	7,225,771	
	諸費 ※10	0	0	0	0	0	0	0	1,365	1,346	1,327	1,308	1,183	6,529	1,306	
	減価償却費 ※11	0	0	0	0	0	0	0	1,362,837	4,469,027	6,554,729	8,519,338	10,488,595	31,394,526	6,278,905	
	固定資産税 ※12	0	0	0	0	0	0	0	0	107,362	333,277	430,330	494,306	1,365,275	273,055	
	計	6,233,455	9,510,955	6,833,162	8,970,599	7,036,545	38,584,716	7,716,943	13,501,932	12,495,592	12,873,796	13,679,288	16,344,577	68,895,185	13,779,037	
第２区分費用計		39,165,489	45,273,881	40,187,644	47,301,269	45,214,800	217,143,083	43,428,617	57,072,216	59,757,350	62,907,130	66,643,017	73,339,351	319,719,064	63,943,813	

（記載注意）

※1：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※2：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。

※3：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※4：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。

※5：取替修繕費であって配電設備に係るもの及び修繕費であって配電設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。

※6：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※7：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。

※8：取替修繕費であって業務設備に係るもの及び修繕費であって業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。

※9：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。

※10：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。

※11：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する減価償却費に限る。

※12：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する税額に限る。

≪項目別明細表≫

（１）第４条第３項から第５項まで関係

［設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

			2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
拡充投資	連系線・基幹系統	発電等設備															
		送電設備	690,267	94,790	465,480	1,707,013	1,231,025	4,188,575	837,715	8,533,006	0	21,460,376	893,268	6,656,278	37,542,928	7,508,586	
		変電設備	17,973	61,917	1,583,092	2,255,932	3,829,894	7,748,808	1,549,762	3,050,173	4,480,617	5,004,405	0	7,848,447	20,383,642	4,076,728	
		計	708,240	156,707	2,048,572	3,962,945	5,060,919	11,937,383	2,387,477	11,583,179	4,480,617	26,464,781	893,268	14,504,725	57,926,570	11,585,314	
	ローカル系統	発電等設備															
		送電設備	4,724,164	8,121,875	6,516,722	12,986,312	13,201,008	45,550,081	9,110,016	13,991,296	17,308,694	5,924,461	12,833,605	9,424,585	59,482,641	11,896,528	
		変電設備	1,931,428	3,131,867	5,163,948	4,727,309	3,258,448	18,213,000	3,642,600	3,728,356	4,310,435	2,373,611	3,128,565	3,792,765	17,333,732	3,466,746	
		計	6,655,592	11,253,742	11,680,670	17,713,621	16,459,456	63,763,081	12,752,616	17,719,652	21,619,129	8,298,072	15,962,170	13,217,350	76,816,373	15,363,275	
	配電系統		39,174,357	35,684,136	36,042,658	37,538,755	35,491,392	183,931,298	36,786,260	35,024,256	33,856,403	33,452,654	32,816,390	32,741,336	167,891,039	33,578,208	
	拡充投資計		46,538,189	47,094,585	49,771,900	59,215,321	57,011,767	259,631,762	51,926,352	64,327,087	59,956,149	68,215,507	49,671,828	60,463,411	302,633,982	60,526,796	
更新投資	連系線・基幹系統	発電等設備															
		送電設備	4,682,413	8,018,599	9,510,737	10,700,329	6,943,198	39,855,276	7,971,055	14,123,028	14,696,724	18,585,000	16,377,756	16,458,411	80,240,919	16,048,184	
		変電設備	1,983,963	4,186,853	4,888,065	4,100,072	4,337,920	19,496,873	3,899,375	6,210,287	5,003,019	7,854,995	10,554,912	12,012,609	41,635,822	8,327,164	
		計	6,666,376	12,205,452	14,398,802	14,800,401	11,281,118	59,352,149	11,870,430	20,333,315	19,699,743	26,439,995	26,932,668	28,471,020	121,876,741	24,375,348	
	ローカル系統	発電等設備															
		送電設備	11,180,411	8,199,402	7,751,418	6,771,773	8,253,894	42,156,898	8,431,380	11,755,526	10,846,646	6,698,086	9,514,684	11,438,153	50,253,095	10,050,619	
		変電設備	8,294,626	9,740,329	8,402,658	7,755,023	12,456,258	46,648,894	9,329,779	10,881,945	8,845,323	11,031,803	11,532,196	10,653,348	52,944,615	10,588,923	
		計	19,475,037	17,939,731	16,154,076	14,526,796	20,710,152	88,805,792	17,761,158	22,637,471	19,691,969	17,729,889	21,046,880	22,091,501	103,197,710	20,639,542	
	配電系統		36,585,113	37,217,981	33,136,094	35,696,106	34,589,979	177,225,273	35,445,055	39,389,327	39,463,387	37,378,346	35,551,320	35,584,089	187,366,469	37,473,294	
	更新投資計		62,726,526	67,363,164	63,688,972	65,023,303	66,581,249	325,383,214	65,076,643	82,360,113	78,855,099	81,548,230	83,530,868	86,146,610	412,440,920	82,488,184	
合計			109,264,715	114,457,749	113,460,872	124,238,624	123,593,016	585,014,976	117,002,995	146,687,200	138,811,248	149,763,737	133,202,696	146,610,021	715,074,902	143,014,980	
修繕費振替額（配電）			▲ 38,874,482	▲ 40,790,251	▲ 38,317,939	▲ 43,271,433	▲ 42,730,181	▲ 203,984,286	▲ 40,796,857	▲ 44,773,126	▲ 44,189,406	▲ 41,776,299	▲ 39,551,444	▲ 39,197,220	▲ 209,487,495	▲ 41,897,499	▲表示で記載

≪項目別明細表≫

（１）第４条第８項関係

［その他の投資に係る設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
通信工事	5,046,367	9,743,197	8,402,567	7,324,673	7,827,141	38,343,945	7,668,789	7,046,604	10,181,099	5,437,200	5,625,200	11,274,064	39,564,167	7,912,833	
システム開発及び改良	954,351	937,792	1,223,966	9,480,027	3,720,372	16,316,508	3,263,302	5,485,465	9,415,970	6,966,863	7,321,755	7,341,864	36,531,917	7,306,383	
建物関連工事	251,683	467,044	120,256	497,041	270,269	1,606,293	321,259	1,019,690	1,181,720	509,819	560,086	678,059	3,949,374	789,875	
系統・給電設備工事	1,264,044	1,773,280	829,417	1,150,191	3,115,764	8,132,696	1,626,539	8,936,758	3,403,367	3,015,657	1,543,128	1,709,707	18,608,617	3,721,723	
備品取得	846,483	787,445	787,320	343,484	809,105	3,573,837	714,767	890,811	887,552	860,119	875,275	823,063	4,336,820	867,364	
リース資産取得	672,136	836,191	487,166	2,073,638	382,052	4,451,183	890,237	139,300	138,600	137,900	137,200	136,500	689,500	137,900	
用地権利設定※1	1,009,986	928,679	602,406	323,911	529,934	3,394,916	678,983	125,045	124,416	123,788	123,160	122,531	618,940	123,788	
その他	101,015	65,810	79,189	86,146	71,618	403,778	80,756	93,901	93,429	92,957	92,486	92,014	464,787	92,957	
合計	10,146,065	15,539,438	12,532,287	21,279,111	16,726,255	76,223,156	15,244,631	23,737,574	25,426,153	17,144,303	16,278,290	22,177,802	104,764,122	20,952,824	
修繕費振替額（通信）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
（参考）離島等供給に係る設備投資	1,212,687	4,805,799	5,812,874	1,311,395	2,515,107	15,657,862	3,131,572	7,026,980	10,727,375	6,549,040	3,485,192	7,581,059	35,369,646	7,073,929	

（記載注意）

※1　規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に関して設定された地役権等をいう。

第３表

第３区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
修繕費 ※1	24,630,780	30,034,683	23,198,223	27,955,755	30,546,227	136,365,668	27,273,134	31,164,478	31,123,688	30,464,828	29,447,247	29,172,513	151,372,754	30,274,551	
委託費 ※2	6,051,502	6,991,075	4,709,967	5,097,140	5,982,743	28,832,427	5,766,485	6,183,497	5,963,773	6,071,670	6,078,377	6,047,363	30,344,680	6,068,936	
固定資産除却費	12,749,864	11,861,370	11,541,991	12,357,675	15,100,457	63,611,357	12,722,271	18,671,906	17,540,651	19,499,483	19,515,115	18,072,290	93,299,445	18,659,889	
賃借料 ※3	9,076,893	9,343,626	9,167,111	10,264,760	10,171,980	48,024,370	9,604,874	10,220,197	10,029,058	9,693,528	9,686,896	9,682,313	49,311,992	9,862,398	
託送料 ※4	2,542,737	3,201,799	3,206,061	3,343,964	3,389,508	15,684,069	3,136,814	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	16,219,500	3,243,900	
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社購入送電費	533,870	0	0	0	0	533,870	106,774	0	0	0	0	0	0	0	
地帯間購入送電費	15	4	106	221	2	348	70	0	0	0	0	0	0	0	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	553,576	653,018	599,064	165,111	278,849	2,249,618	449,924	220,940	219,829	218,719	217,609	216,499	1,093,596	218,719	
需給調整市場手数料 ※6	0	0	0	0	79,196	79,196	15,839	137,058	303,444	303,444	303,444	303,444	1,350,834	270,167	
電力費振替勘定（貸方）	▲ 42,237	▲ 98,148	▲ 151,039	▲ 963	▲ 1,234	▲ 293,621	▲ 58,724	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 4,405	▲ 881	▲表示で記載
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費	0	0	27,388	0	0	27,388	5,478	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費	401,596	465,870	531,071	75,726	0	1,474,263	294,853	0	0	0	0	0	0	0	
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
廃炉等負担金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
離島等供給に係る費用 ※7	22,885,731	26,198,181	24,580,113	22,546,172	28,336,989	124,547,186	24,909,437	38,855,201	38,265,595	39,163,177	38,291,314	39,683,179	194,258,466	38,851,693	
離島等供給に係る収益 ※8	▲ 12,254,222	▲ 12,597,134	▲ 12,436,627	▲ 11,871,822	▲ 12,630,756	▲ 61,790,561	▲ 12,358,112	▲ 14,559,367	▲ 14,428,904	▲ 14,362,921	▲ 14,297,966	▲ 14,231,278	▲ 71,880,436	▲ 14,376,087	▲表示で記載
自社アンシラリーサービス費	0	0	0	360,917	678,814	1,039,731	207,946	349,703	763,073	973,179	76,440	0	2,162,395	432,479	
第３区分費用計	67,130,105	76,054,344	64,973,429	70,294,656	81,932,775	360,385,309	72,077,062	94,486,632	93,023,226	95,268,126	92,561,495	92,189,342	467,528,821	93,505,764	

（記載注意）

※1：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※2：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※3：第６条に規定するものを除く。
※4：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※5：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※6：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※7：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※8：送配電等業務に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（1）第５条第３項関係

［修繕費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	設備取替・補修	2,400,243	2,758,774	1,845,090	2,567,568	2,702,213	12,273,888	2,454,778	2,462,352	2,576,579	2,308,137	2,296,420	2,284,704	11,928,192	2,385,638	
	塗装	2,723,000	4,435,000	2,090,998	3,724,494	3,521,963	16,495,455	3,299,091	5,531,873	5,504,074	5,476,276	5,448,478	5,420,679	27,381,380	5,476,276	
	保安対策	1,264,692	1,546,121	1,352,143	1,800,313	1,931,109	7,894,378	1,578,876	1,538,872	1,532,672	1,540,672	1,532,851	1,525,031	7,670,098	1,534,020	
	第三者要請対応	32,351	39,228	25,738	70,885	19,183	187,385	37,477	36,783	36,598	36,413	36,229	36,044	182,067	36,413	
	その他	983,882	1,083,003	815,497	1,076,972	992,284	4,951,638	990,328	994,310	1,028,568	921,967	902,031	890,453	4,737,329	947,466	
	計	7,404,168	9,862,126	6,129,466	9,240,232	9,166,752	41,802,744	8,360,549	10,564,190	10,678,491	10,283,465	10,216,009	10,156,911	51,899,066	10,379,813	
変電設備	設備取替・補修	1,159,444	1,918,296	1,461,324	2,213,150	1,942,287	8,694,501	1,738,900	1,850,124	1,840,827	1,831,530	1,822,233	1,812,935	9,157,649	1,831,530	
	塗装	101,084	124,077	24,623	176,081	197,633	623,498	124,700	120,110	119,507	118,903	118,300	117,698	594,518	118,904	
	保安対策	887,099	1,554,158	595,766	1,117,146	948,836	5,103,005	1,020,601	1,610,486	1,602,393	1,594,300	1,586,207	1,578,116	7,971,502	1,594,300	
	第三者要請対応	31,493	32,365	17,843	15,558	8,732	105,991	21,198	27,010	18,196	18,104	19,910	17,921	101,141	20,228	
	その他	1,093,513	1,261,858	1,081,773	1,130,400	1,317,436	5,884,980	1,176,996	1,662,195	1,656,693	1,647,466	1,658,973	1,666,906	8,292,233	1,658,447	
	計	3,272,633	4,890,754	3,181,329	4,652,335	4,414,924	20,411,975	4,082,395	5,269,925	5,237,616	5,210,303	5,205,623	5,193,576	26,117,043	5,223,409	
配電設備	第三者要請対応	4,250,513	4,036,175	3,790,173	3,873,310	4,321,732	20,271,903	4,054,381	3,136,999	3,121,235	3,105,472	3,089,708	3,073,944	15,527,358	3,105,472	
	その他	6,888,404	8,373,435	7,334,798	7,409,239	9,976,948	39,982,824	7,996,565	9,218,977	9,292,404	9,280,754	8,513,381	8,389,698	44,695,214	8,939,043	
	計	11,138,917	12,409,610	11,124,971	11,282,549	14,298,680	60,254,727	12,050,945	12,355,976	12,413,639	12,386,226	11,603,089	11,463,642	60,222,572	12,044,514	
業務設備	第三者要請対応	394,095	374,328	435,344	409,827	395,878	2,009,472	401,894	395,736	393,139	390,341	387,654	385,411	1,952,281	390,456	
	その他	2,420,967	2,497,865	2,327,113	2,370,812	2,269,993	11,886,750	2,377,350	2,578,651	2,400,803	2,194,493	2,034,872	1,972,973	11,181,792	2,236,358	
	計	2,815,062	2,872,193	2,762,457	2,780,639	2,665,871	13,896,222	2,779,244	2,974,387	2,793,942	2,584,834	2,422,526	2,358,384	13,134,073	2,626,815	
合計		24,630,780	30,034,683	23,198,223	27,955,755	30,546,227	136,365,668	27,273,134	31,164,478	31,123,688	30,464,828	29,447,247	29,172,513	151,372,754	30,274,551	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	2,927,502	3,545,075	2,821,743	3,199,634	3,782,246	16,276,200	3,255,240	4,002,464	3,793,700	3,912,557	3,930,224	3,910,171	19,549,116	3,909,823	
変電設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
配電設備	3,124,000	3,446,000	1,888,224	1,897,506	2,200,497	12,556,227	2,511,245	2,181,033	2,170,073	2,159,113	2,148,153	2,137,192	10,795,564	2,159,113	
業務設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	6,051,502	6,991,075	4,709,967	5,097,140	5,982,743	28,832,427	5,766,485	6,183,497	5,963,773	6,071,670	6,078,377	6,047,363	30,344,680	6,068,936	

［固定資産除却費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	除却損	2,306,545	1,585,109	1,205,470	1,458,825	1,488,606	8,044,555	1,608,911	2,430,382	2,353,122	2,095,719	2,087,740	1,666,405	10,633,368	2,126,674	
	除却費用	5,800,641	5,363,588	4,967,881	5,275,754	7,017,396	28,425,260	5,685,052	8,484,154	7,766,337	9,270,769	9,523,898	8,780,432	43,825,590	8,765,118	
変電設備	除却損	405,732	371,372	420,253	483,917	1,462,982	3,144,256	628,851	571,294	495,884	1,162,882	706,840	446,167	3,383,067	676,613	
	除却費用	790,874	1,213,352	1,452,199	1,317,494	1,435,245	6,209,164	1,241,833	1,807,264	1,719,221	2,027,838	2,172,173	2,280,508	10,007,004	2,001,401	
配電設備	除却損	939,726	923,936	914,574	1,027,263	804,992	4,610,491	922,098	1,300,691	1,290,372	1,446,839	1,491,780	1,471,672	7,001,354	1,400,271	
	除却費用	1,781,677	1,699,581	1,921,619	1,997,425	2,047,182	9,447,484	1,889,497	2,759,875	2,869,392	2,855,012	2,808,654	2,785,571	14,078,504	2,815,701	
業務設備	除却損	344,989	245,980	275,959	392,754	313,576	1,573,258	314,652	674,209	563,504	276,699	365,431	254,582	2,134,425	426,885	
	除却費用	379,680	458,452	384,036	404,243	530,478	2,156,889	431,378	644,037	482,819	363,725	358,599	386,953	2,236,133	447,227	
合計	除却損	3,996,992	3,126,397	2,816,256	3,362,759	4,070,156	17,372,560	3,474,512	4,976,576	4,702,882	4,982,139	4,651,791	3,838,826	23,152,214	4,630,443	
	除却費用	8,752,872	8,734,973	8,725,735	8,994,916	11,030,301	46,238,797	9,247,759	13,695,330	12,837,769	14,517,344	14,863,324	14,233,464	70,147,231	14,029,446	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
借地借家料	5,848,367	6,039,050	6,065,204	7,750,576	7,756,800	33,459,997	6,691,999	7,707,160	7,645,654	7,580,579	7,531,809	7,492,679	37,957,881	7,591,576	
機械賃借料	1,352,964	1,405,207	1,222,610	375,315	390,931	4,747,027	949,405	293,929	224,439	173,393	190,844	161,343	1,043,948	208,790	
車両リース料	1,098,573	1,035,657	1,029,482	1,039,046	1,111,278	5,314,036	1,062,807	1,238,259	1,243,055	1,233,212	1,263,875	1,331,560	6,309,961	1,261,992	
その他	776,989	863,712	849,815	1,099,823	912,971	4,503,310	900,662	980,849	915,910	706,344	700,368	696,731	4,000,202	800,040	
合計	9,076,893	9,343,626	9,167,111	10,264,760	10,171,980	48,024,370	9,604,874	10,220,197	10,029,058	9,693,528	9,686,896	9,682,313	49,311,992	9,862,398	

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
託送料（連系線の増強等に係る費用を除く）	2,542,737	3,201,799	3,206,061	3,343,964	3,389,508	15,684,069	3,136,814	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	16,219,500	3,243,900	
合計	2,542,737	3,201,799	3,206,061	3,343,964	3,389,508	15,684,069	3,136,814	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	16,219,500	3,243,900	

第４表

離島等供給に係る費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
役員給与	11,499	13,291	11,270	4,376	4,846	45,282	9,056	3,116	3,101	3,085	3,069	3,053	15,424	3,085	
給料手当	1,772,524	1,760,243	1,640,163	1,548,881	1,521,076	8,242,887	1,648,577	1,688,284	1,679,800	1,671,316	1,662,833	1,654,348	8,356,581	1,671,316	
給料手当振替額（貸方）	▲ 8,098	▲ 6,726	▲ 5,228	▲ 9,125	▲ 12,861	▲ 42,038	▲ 8,408	▲ 36,554	▲ 36,371	▲ 36,187	▲ 36,003	▲ 35,818	▲ 180,933	▲ 36,187	▲表示で記載
退職給与金	214,774	291,111	319,301	217,574	103,254	1,146,014	229,203	106,126	105,110	98,589	104,475	104,011	518,311	103,662	
厚生費	357,196	355,234	341,191	316,823	326,040	1,696,484	339,297	347,738	345,990	344,243	342,495	340,749	1,721,215	344,243	
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
委託集金費	69,564	70,556	66,255	100,084	90,963	397,422	79,484	106,261	109,410	110,689	108,305	107,752	542,417	108,483	
雑給	8,052	9,276	13,315	12,407	19,203	62,253	12,451	22,409	22,297	22,184	22,072	21,958	110,920	22,184	
燃料費	11,060,321	13,071,438	12,160,306	8,593,348	13,244,962	58,130,375	11,626,075	19,593,744	19,236,806	19,138,050	19,012,674	18,941,825	95,923,099	19,184,620	
廃棄物処理費	26,021	34,614	61,947	65,488	92,898	280,968	56,194	62,164	60,913	60,442	59,758	57,758	301,035	60,207	
消耗品費	366,141	346,740	341,247	365,224	386,516	1,805,868	361,174	349,968	348,210	346,451	344,692	342,936	1,732,257	346,451	
修繕費	4,069,710	3,767,861	3,338,378	4,773,026	4,782,060	20,731,035	4,146,207	5,307,784	5,092,621	4,855,959	4,782,075	4,816,776	24,855,215	4,971,043	
水利使用料	4,994	4,994	4,994	4,994	4,994	24,970	4,994	4,994	4,994	4,994	4,994	4,994	24,970	4,994	
補償費	1,304	1,138	1,023	34	0	3,499	700	53	53	53	53	54	266	53	
賃借料	83,427	90,850	94,950	289,842	300,720	859,789	171,958	320,686	319,120	317,554	315,987	314,420	1,587,767	317,553	
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
委託費	1,294,649	1,884,846	1,412,384	2,508,007	2,275,020	9,374,906	1,874,981	3,012,654	2,997,618	2,982,589	2,967,572	2,952,017	14,912,450	2,982,490	
損害保険料	5,816	2,644	2,718	12,176	11,827	35,181	7,036	41,745	41,535	41,326	41,116	40,908	206,630	41,326	
普及開発関係費	1,652	1,562	1,211	2,722	3,078	10,225	2,045	7,315	7,278	7,242	7,205	7,166	36,206	7,241	
養成費	17,044	15,200	10,663	8,014	9,049	59,970	11,994	18,179	18,087	17,996	17,905	17,811	89,978	17,996	
研究費	33,008	27,681	39,607	1,332	11,680	113,308	22,662	55,800	55,519	55,239	54,958	54,680	276,196	55,239	
諸費	245,873	244,866	255,699	288,464	320,212	1,355,114	271,023	524,178	521,967	519,758	517,572	514,898	2,598,373	519,675	
貸倒損	4,036	4,361	2,416	7,169	0	17,982	3,596	816	816	816	816	816	4,080	816	
減価償却費	1,815,411	2,158,761	2,538,075	1,778,384	1,912,335	10,202,966	2,040,593	2,348,774	2,670,076	3,072,158	3,326,502	3,826,946	15,244,456	3,048,891	
固定資産税	246,869	238,548	276,952	309,103	300,917	1,372,389	274,478	329,157	377,969	467,017	512,140	523,474	2,209,757	441,951	
雑税	9,196	9,238	9,969	14,877	2,353	45,633	9,127	9,850	9,850	9,850	9,850	9,849	49,249	9,850	
固定資産除却費	64,997	282,472	127,823	137,923	342,019	955,234	191,047	1,124,439	483,641	1,286,826	347,896	1,306,025	4,548,827	909,765	
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社購入電源費	549,338	824,026	852,789	912,233	2,287,680	5,426,066	1,085,213	2,973,901	3,256,786	3,232,260	3,227,546	3,220,904	15,911,397	3,182,279	
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
非化石証書購入費	0	0	0	1,064	1,043	2,107	421	3,247	4,026	4,305	4,384	4,496	20,458	4,092	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 16,863	▲ 16,635	▲ 25,126	▲ 5,386	▲ 4,808	▲ 68,818	▲ 13,764	▲ 11,539	▲ 11,539	▲ 11,539	▲ 11,539	▲ 11,540	▲ 57,696	▲ 11,539	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 5,527	▲ 6,628	▲ 6,702	▲ 279	▲ 87	▲ 19,223	▲ 3,845	▲ 331	▲ 331	▲ 331	▲ 331	▲ 330	▲ 1,654	▲ 331	▲表示で記載
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費	0	0	392	0	0	392	78	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費	4,578	5,687	7,599	1,116	0	18,980	3,796	0	0	0	0	0	0	0	
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
法人税等	578,225	710,932	684,532	286,277	0	2,259,966	451,993	540,243	540,243	540,243	540,243	540,243	2,701,215	540,243	
離島等供給に係る費用計	22,885,731	26,198,181	24,580,113	22,546,172	28,336,989	124,547,186	24,909,437	38,855,201	38,265,595	39,163,177	38,291,314	39,683,179	194,258,466	38,851,693	
（参考）事業報酬	454,700	454,700	454,700	454,700	454,700	2,273,500	454,700	702,832	702,832	702,832	702,832	702,832	3,514,160	702,832	

第５表

離島等供給に係る収益明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
電灯料	▲ 6,116,601	▲ 6,207,520	▲ 6,112,280	▲ 5,880,261	▲ 6,328,366	▲ 30,645,028	▲ 6,129,006	▲ 6,881,165	▲ 6,813,246	▲ 6,757,042	▲ 6,712,399	▲ 6,666,732	▲ 33,830,584	▲ 6,766,117	▲表示で記載
電力料	▲ 6,137,621	▲ 6,389,614	▲ 6,324,347	▲ 5,991,561	▲ 6,302,390	▲ 31,145,533	▲ 6,229,107	▲ 7,678,202	▲ 7,615,658	▲ 7,605,879	▲ 7,585,567	▲ 7,564,546	▲ 38,049,852	▲ 7,609,970	▲表示で記載
離島等供給に係る収益計	▲ 12,254,222	▲ 12,597,134	▲ 12,436,627	▲ 11,871,822	▲ 12,630,756	▲ 61,790,561	▲ 12,358,112	▲ 14,559,367	▲ 14,428,904	▲ 14,362,921	▲ 14,297,966	▲ 14,231,278	▲ 71,880,436	▲ 14,376,087	▲表示で記載

第６表

制御不能費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
減価償却費 ※1	87,747,290	85,735,538	85,319,231	64,162,381	67,770,878	390,735,318	78,147,064	72,809,127	71,023,495	67,403,076	64,773,728	57,944,226	333,953,652	66,790,730	
退職給与金 ※2	1,916,143	2,782,926	3,874,445	2,744,195	▲ 529,574	10,788,135	2,157,627	▲ 97,099	▲ 825,868	▲ 1,772,462	▲ 86,984	0	▲ 2,782,413	▲ 556,483	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	407,616	▲ 642,065	1,194,589	1,061,146	913,727	2,935,013	587,003	853,882	851,874	850,665	849,165	0	3,405,586	681,117	
賃借料 ※3	10,667,685	10,493,936	10,588,943	10,744,174	10,758,966	53,253,704	10,650,741	10,650,576	10,650,570	10,650,558	10,650,557	10,650,556	53,252,817	10,650,563	
諸費 ※4	621,614	636,805	372,506	830,161	986,817	3,447,903	689,581	1,436,833	1,431,023	1,432,010	1,431,171	1,428,558	7,159,595	1,431,919	
貸倒損	40	8,191	19,691	2,335,271	0	2,363,193	472,639	41,107	41,107	41,107	41,107	41,107	205,535	41,107	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	▲ 230,426	▲ 128,999	▲ 11,192	▲ 34,712	▲ 67,762	▲ 473,091	▲ 94,618	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 338,810	▲ 67,762	
インバランス収支過不足額 ※5	▲ 2,200,367	▲ 2,800,801	▲ 2,453,694	11,333,223	▲ 9,208,410	▲ 5,330,049	▲ 1,066,010	4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,022	22,020,106	4,404,021	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	32,081,491	31,391,503	30,546,716	30,360,953	31,208,687	155,589,350	31,117,870	30,867,750	30,726,375	30,663,750	30,592,500	30,602,250	153,452,625	30,690,525	
事業税	4,941,537	4,843,460	4,684,591	5,125,277	5,050,937	24,645,802	4,929,160	6,093,055	6,255,415	6,344,579	6,470,009	6,447,533	31,610,591	6,322,118	
雑税	297,809	275,655	270,570	321,243	409,900	1,575,177	315,035	314,312	314,312	314,312	314,312	314,313	1,571,561	314,312	
法人税等	6,010,894	3,335,396	7,211,113	8,122,415	4,983,672	29,663,490	5,932,698	6,155,939	6,155,939	6,155,939	6,155,939	6,155,939	30,779,695	6,155,939	
賠償負担金相当金	0	0	0	2,672,046	5,786,574	8,458,620	1,691,724	6,094,192	6,094,192	6,094,192	6,094,192	6,094,192	30,470,960	6,094,192	
廃炉円滑化負担金相当金	0	0	0	641,006	3,513,403	4,154,409	830,882	6,344,189	6,344,189	6,238,252	5,708,566	5,708,566	30,343,762	6,068,752	
固定資産税 ※6	19,993,240	19,799,109	19,609,308	19,646,973	19,840,425	98,889,055	19,777,811	22,150,469	21,206,384	20,152,398	19,202,192	18,282,779	100,994,222	20,198,844	
調整力の確保に要する費用 ※7	39,536	39,536	30,008	115,616	82,902	307,598	61,520	▲ 144,606	13,555,732	15,114,169	12,677,572	13,455,082	54,657,949	10,931,590	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
制御不能費用計	162,294,102	155,770,190	161,256,825	160,181,368	141,501,142	781,003,627	156,200,725	167,905,985	178,160,998	174,018,804	169,210,285	161,461,361	850,757,433	170,151,487	

（記載注意）

※1：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※2：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。

※3：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。

※4：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。

※5：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。

※6：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。

※7：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び
最終保障供給に係る利益又は損失をいう。

※8：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（１）第６条第３項第１号関係

［減価償却費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	37,064,296	36,125,879	35,231,925	27,163,637	27,784,966	163,370,703	32,674,141	30,980,075	30,708,245	30,378,741	29,944,789	27,153,098	149,164,948	29,832,990	
変電設備	19,156,570	18,019,234	17,878,851	14,061,945	14,469,239	83,585,839	16,717,168	15,360,334	15,005,353	14,528,477	14,274,152	12,873,101	72,041,417	14,408,283	
配電設備	22,777,016	22,750,556	22,664,043	14,681,426	15,550,641	98,423,682	19,684,736	15,860,104	15,191,038	14,646,723	14,086,280	13,159,683	72,943,828	14,588,766	
業務設備	8,749,408	8,839,869	9,544,412	8,255,373	9,966,032	45,355,094	9,071,019	10,608,614	10,118,859	7,849,135	6,468,507	4,758,344	39,803,459	7,960,692	
合計	87,747,290	85,735,538	85,319,231	64,162,381	67,770,878	390,735,318	78,147,064	72,809,127	71,023,495	67,403,076	64,773,728	57,944,226	333,953,652	66,790,730	

（２）第６条第３項第２号関係

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
数理計算上の差異（2016年度以前発生分）	1,916,143	2,782,926	3,874,445	1,184,532	▲ 40,168	9,717,878	1,943,576	0	0	0	0	0	0	0	
数理計算上の差異（2017年度発生分）	0	0	0	▲ 479,242	▲ 479,073	▲ 958,315	▲ 191,663	0	0	0	0	0	0	0	
数理計算上の差異（2018年度発生分）	0	0	0	751,027	750,762	1,501,789	300,358	743,354	0	0	0	0	743,354	148,671	
数理計算上の差異（2019年度発生分）	0	0	0	1,287,878	1,287,422	2,575,300	515,060	1,274,720	1,252,599	0	0	0	2,527,319	505,464	
数理計算上の差異（2020年度発生分）	0	0	0	0	▲ 2,048,517	▲ 2,048,517	▲ 409,703	▲ 2,028,305	▲ 1,993,107	▲ 1,699,669	0	0	▲ 5,721,081	▲ 1,144,216	
数理計算上の差異（2021年度発生分）	0	0	0	0	0	0	0	▲ 86,868	▲ 85,360	▲ 72,793	▲ 86,984	0	▲ 332,005	▲ 66,401	
合計	1,916,143	2,782,926	3,874,445	2,744,195	▲ 529,574	10,788,135	2,157,627	▲ 97,099	▲ 825,868	▲ 1,772,462	▲ 86,984	0	▲ 2,782,413	▲ 556,483	

数理計算上の差異の償却年数（年）	5

（３）第６条第３項第３号関係

［ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
分析（採油含む）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
運搬・処理	407,616	▲ 642,065	1,194,589	1,061,146	913,727	2,935,013	587,003	853,882	851,874	850,665	849,165	0	3,405,586	681,117	
その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	407,616	▲ 642,065	1,194,589	1,061,146	913,727	2,935,013	587,003	853,882	851,874	850,665	849,165	0	3,405,586	681,117	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
道路占用料	2,202,746	1,983,656	2,009,657	2,080,084	2,043,641	10,319,784	2,063,957	2,063,922	2,063,921	2,063,918	2,063,918	2,063,918	10,319,597	2,063,919	
水面使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
線路使用料	1,547,403	1,555,794	1,562,753	1,572,824	1,578,600	7,817,374	1,563,475	1,563,451	1,563,450	1,563,448	1,563,448	1,563,448	7,817,245	1,563,449	
電柱敷地料	6,545,368	6,580,771	6,626,450	6,703,720	6,748,733	33,205,042	6,641,008	6,640,908	6,640,904	6,640,897	6,640,896	6,640,895	33,204,500	6,640,900	
線下補償料	166,989	172,559	183,498	177,349	175,370	875,765	175,153	175,151	175,150	175,150	175,150	175,150	875,751	175,150	
河敷料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
占用関係借地料	205,179	201,156	206,585	210,197	212,622	1,035,739	207,148	207,144	207,145	207,145	207,145	207,145	1,035,724	207,145	
その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	10,667,685	10,493,936	10,588,943	10,744,174	10,758,966	53,253,704	10,650,741	10,650,576	10,650,570	10,650,558	10,650,557	10,650,556	53,252,817	10,650,563	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
受益者負担金	59,457	49,671	47,618	36,044	54,046	246,836	49,367	49,362	49,362	49,362	49,362	49,362	246,810	49,362	
推進機関の会費（特別会費を含む）	562,157	587,134	324,888	794,117	838,728	3,107,024	621,405	804,332	804,254	804,270	803,750	802,283	4,018,889	803,778	
災害等扶助拠出金	0	0	0	0	94,043	94,043	18,809	583,139	577,407	578,378	578,059	576,913	2,893,896	578,779	
合計	621,614	636,805	372,506	830,161	986,817	3,447,903	689,581	1,436,833	1,431,023	1,432,010	1,431,171	1,428,558	7,159,595	1,431,919	

［貸倒損］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
貸倒損引当額	▲ 3	▲ 3,350	▲ 11,189	2,331,672	▲ 29,609	2,287,521	457,504	23,474	23,474	23,474	23,474	23,474	117,370	23,474	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	43	11,541	30,880	3,599	29,609	75,672	15,134	17,633	17,633	17,633	17,633	17,633	88,165	17,633	
合計	40	8,191	19,691	2,335,271	0	2,363,193	472,639	41,107	41,107	41,107	41,107	41,107	205,535	41,107	

［振替損失調整額］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
振替損失電力量（千kWh）	▲ 35,012	▲ 19,343	▲ 2,228	▲ 9,865	▲ 11,821	▲ 78,269	▲ 15,654	▲ 11,821	▲ 11,821	▲ 11,821	▲ 11,821	▲ 11,821	▲ 59,105	▲ 11,821	
振替損失調整額	▲ 230,426	▲ 128,999	▲ 11,192	▲ 34,712	▲ 67,762	▲ 473,091	▲ 94,618	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 338,810	▲ 67,762	

［インバランス収支過不足額］

参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額（千円）	4,012,020

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
インバランス収支過不足額	▲ 2,200,367	▲ 2,800,801	▲ 2,453,694	11,333,223	▲ 9,208,410	▲ 5,330,049	▲ 1,066,010	0	0	0	0	0	0	0	貸方の場合は▲表示で記載
「参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額」に係る回収・還元調整額								4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,022	22,020,106	4,404,021	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年度の収支過不足額に伴う調整額18,008,086千円が含まれる
合計								4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,022	22,020,106	4,404,021	

（４）第６条第３項第８号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法第二十八条の四十第一項第五号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）	0	0	0	0	0	0	0	0	12,906,516	7,528,289	10,589,570	11,304,366	42,328,741	8,465,748	
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用	10,230	10,230	10,230	9,359	10,309	50,358	10,072	10,318	804,140	7,740,804	2,242,926	2,305,635	13,103,823	2,620,765	
電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用	29,306	29,306	18,593	53,169	53,091	183,465	36,693	53,091	53,091	53,091	53,091	53,091	265,455	53,091	
最終保障供給に係る利益又は損失	0	0	1,185	53,088	19,502	73,775	14,755	▲ 208,015	▲ 208,015	▲ 208,015	▲ 208,015	▲ 208,010	▲ 1,040,070	▲ 208,014	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年3月～2023年3月までの調整額として▲966,295千円が含まれる
合計	39,536	39,536	30,008	115,616	82,902	307,598	61,520	▲ 144,606	13,555,732	15,114,169	12,677,572	13,455,082	54,657,949	10,931,590	

第７表

事後検証費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
託送料 ※1	30,449	30,034	30,255	108,724	993,937	1,193,399	238,680	737,131	737,542	655,642	689,661	832,155	3,652,131	730,426	
補償費	848,310	871,493	805,021	797,740	683,420	4,005,984	801,197	801,844	801,844	801,844	801,844	801,843	4,009,219	801,844	
事業者間精算費	1,290,004	574,904	101,985	185,407	218,015	2,370,315	474,063	218,015	218,015	218,015	218,015	218,015	1,090,075	218,015	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	▲ 1,634,016	5,783,296	1,156,659	1,032,526	1,032,468	1,032,390	1,032,322	1,032,297	5,162,003	1,032,401	
調整力の確保に要する費用 ※3	22,993,156	13,698,709	14,822,355	21,246,953	19,968,620	92,729,793	18,545,959	28,673,109	28,744,765	33,239,790	29,405,253	29,267,829	149,330,746	29,866,149	
発電抑制に要する費用 ※4	0	0	0	0	0	0	0	31,600	33,460	35,320	37,170	39,410	176,960	35,392	
事後検証費用計	26,825,346	17,281,011	16,649,518	25,096,936	20,229,976	106,082,787	21,216,557	31,494,225	31,568,094	35,983,001	32,184,265	32,191,549	163,421,134	32,684,227	

（記載注意）

※1：連系線の増強等に係る費用に限る。

※2：災害等扶助交付金を含む。

※3：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。

※4：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第７条第３項第１号関係

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
連系線の増強等に係る費用	30,449	30,034	30,255	108,724	993,937	1,193,399	238,680	737,131	737,542	655,642	689,661	832,155	3,652,131	730,426	
合計	30,449	30,034	30,255	108,724	993,937	1,193,399	238,680	737,131	737,542	655,642	689,661	832,155	3,652,131	730,426	

［事業者間精算費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	2,168	193	857	4,373	7,218	14,809	2,962	7,218	7,218	7,218	7,218	7,218	36,090	7,218	
	電力量料金	3,360	300	1,313	5,826	6,073	16,872	3,374	6,073	6,073	6,073	6,073	6,073	30,365	6,073	
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	7,594	2,869	10,466	12,839	18,129	51,897	10,379	18,129	18,129	18,129	18,129	18,129	90,645	18,129	
	電力量料金	2,734	1,033	3,768	4,622	6,526	18,683	3,737	6,526	6,526	6,526	6,526	6,526	32,630	6,526	
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	13,906	10,568	13,955	41,908	48,608	128,945	25,789	48,608	48,608	48,608	48,608	48,608	243,040	48,608	
	電力量料金	16,966	12,893	17,025	51,128	59,301	157,313	31,463	59,301	59,301	59,301	59,301	59,301	296,505	59,301	
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	31,027	24,017	60,956	86,771	85,394	288,165	57,633	85,394	85,394	85,394	85,394	85,394	426,970	85,394	
	電力量料金	5,113	4,078	10,260	14,587	13,997	48,035	9,607	13,997	13,997	13,997	13,997	13,997	69,985	13,997	
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	1,045	7,331	17,042	12,415	12,353	50,186	10,037	12,353	12,353	12,353	12,353	12,353	61,765	12,353	
	電力量料金	292	2,053	4,772	3,476	3,459	14,052	2,810	3,459	3,459	3,459	3,459	3,459	17,295	3,459	
関西電力送配電	電力量（千kWh）	66,385	118,215	81,943	99,781	100,502	466,826	93,365	100,502	100,502	100,502	100,502	100,502	502,510	100,502	
	電力量料金	15,268	27,466	18,847	22,950	23,115	107,646	21,529	23,115	23,115	23,115	23,115	23,115	115,575	23,115	
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	1,821,381	907,581	109,057	238,201	329,246	3,405,466	681,093	329,246	329,246	329,246	329,246	329,246	1,646,230	329,246	
	電力量料金	546,414	272,274	32,717	71,460	98,774	1,021,639	204,328	98,774	98,774	98,774	98,774	98,774	493,870	98,774	
四国電力送配電	電力量（千kWh）	920,905	335,273	17,489	14,944	8,920	1,297,531	259,506	8,921	8,921	8,921	8,921	8,921	44,605	8,921	
	電力量料金	699,857	254,807	13,283	11,358	6,770	986,075	197,215	6,770	6,770	6,770	6,770	6,770	33,850	6,770	
九州電力送配電	電力量（千kWh）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	電力量料金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	電力量（千kWh）	2,864,411	1,406,047	311,765	511,232	610,370	5,703,825	1,140,765	610,371	610,371	610,371	610,371	610,371	3,051,855	610,371	
	電力量料金	1,290,004	574,904	101,985	185,407	218,015	2,370,315	474,063	218,015	218,015	218,015	218,015	218,015	1,090,075	218,015	

（2）第７条第３項第２号関係

［補償費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
定期的補償費	483	497	469	14	377	1,840	368	369	369	369	369	369	1,845	369	
臨時的補償費	692,863	669,632	605,258	598,651	576,410	3,142,814	628,563	629,068	629,068	629,068	629,068	629,068	3,145,340	629,068	
損害賠償費	154,964	201,364	199,294	199,075	106,633	861,330	172,266	172,407	172,407	172,407	172,407	172,406	862,034	172,407	
その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	848,310	871,493	805,021	797,740	683,420	4,005,984	801,197	801,844	801,844	801,844	801,844	801,843	4,009,219	801,844	

（3）第７条第３項第３号関係

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
委託費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
修繕費	1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	116,899	7,534,211	1,506,842	1,749,623	1,749,565	1,749,487	1,749,419	1,749,394	8,747,488	1,749,498	
固定資産除却費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
災害等扶助交付金	0	0	0	0	▲ 1,750,915	▲ 1,750,915	▲ 350,183	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 3,585,485	▲ 717,097	▲表示で記載
その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	▲ 1,634,016	5,783,296	1,156,659	1,032,526	1,032,468	1,032,390	1,032,322	1,032,297	5,162,003	1,032,401	

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］過去10年間の実績額

（単位：千円）

	2012年度（実績）	2013年度（実績）	2014年度（実績）	2015年度（実績）	2016年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 10ヶ年計	参照期間 10ヶ年平均	備考
委託費	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	
修繕費	1,027,655	581,606	707,506	2,369,047	5,380,305			1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	116,899	17,600,330	1,760,033	
固定資産除却費	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	
災害等扶助交付金	0	0	0	0	0			0	0	0	0	▲ 1,750,915	▲ 1,750,915	▲ 175,092	▲表示で記載
その他	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	
合計	1,027,655	581,606	707,506	2,369,047	5,380,305			1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	▲ 1,634,016	15,849,415	1,584,942	

（4）第７条第３項第４号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
一般送配電事業者が、電気の周波数の値の維持及びインバランスを調整するための指令をすることができる調整電源等を公募により調達するのに要する費用	19,622,573	12,102,071	13,251,547	17,817,351	16,084,054	78,877,596	15,775,519	17,766,479	0	0	0	0	17,766,479	3,553,296	
一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用	2,874,674	1,478,697	815,582	2,360,893	2,831,236	10,361,082	2,072,216	2,133,898	0	0	0	0	2,133,898	426,780	
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用	0	0	0	0	0	0	0	8,158,445	28,130,478	32,625,503	28,790,966	28,653,542	126,358,934	25,271,787	
その他	495,909	117,941	755,226	1,068,709	1,053,330	3,491,115	698,223	614,287	614,287	614,287	614,287	614,287	3,071,435	614,287	
合計	22,993,156	13,698,709	14,822,355	21,246,953	19,968,620	92,729,793	18,545,959	28,673,109	28,744,765	33,239,790	29,405,253	29,267,829	149,330,746	29,866,149	

第８表

次世代投資費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
減価償却費	6,387	18,986	28,992	64,943	179,377	298,685	59,737	757,947	1,131,502	1,706,306	2,752,421	2,979,207	9,327,383	1,865,477	
固定資産税	0	1,210	2,098	3,684	13,128	20,120	4,024	57,505	78,733	111,071	187,640	255,405	690,354	138,071	
研究費	16,470	24,370	18,500	27,050	91,449	177,839	35,568	405,122	357,672	459,339	255,681	305,681	1,783,495	356,699	
委託費	15,300	13,800	13,800	16,800	44,800	104,500	20,900	3,404,894	5,642,118	4,909,807	5,905,982	4,381,333	24,244,134	4,848,827	
諸費	0	0	4,661	6,739	29,110	40,510	8,102	451,098	872,753	1,267,944	1,500,222	1,890,457	5,982,474	1,196,495	
修繕費	3,829	0	33,074	96,996	121,041	254,940	50,988	210,338	464,697	3,363,701	10,985,903	12,793,234	27,817,873	5,563,575	
消耗品費	0	0	0	0	0	0	0	320	287,644	409,000	9,211	320	706,495	141,299	
賃借料	0	0	0	0	0	0	0	401	102,051	148,266	137,623	171,526	559,867	111,973	
次世代投資費用計	41,986	58,366	101,125	216,212	478,905	896,594	179,319	5,287,625	8,937,170	12,375,434	21,734,683	22,777,163	71,112,075	14,222,415	

第９表

事業報酬明細表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
特定固定資産		1,691,477,032	1,727,733,678	1,758,112,675	1,784,515,254	1,805,827,161	8,767,665,800	1,753,533,160	
建設中の資産		46,693,323	46,852,565	44,944,905	43,154,417	43,109,568	224,754,778	44,950,956	
特定投資		9,030,247	8,328,924	7,685,050	7,095,622	6,552,971	38,692,814	7,738,563	
運転資本	営業資本	36,690,374	37,622,472	37,803,257	37,498,969	37,334,811	186,949,883	37,389,977	
	貯蔵品	15,751,645	15,853,724	15,980,464	16,093,531	16,237,614	79,916,978	15,983,396	
	計	52,442,019	53,476,196	53,783,721	53,592,500	53,572,425	266,866,861	53,373,372	
繰延償却資産		0	0	0	0	0	0	0	
レートベース計		1,799,642,621	1,836,391,363	1,864,526,351	1,888,357,793	1,909,062,125	9,297,980,253	1,859,596,051	
報酬率		0	0	0	0	0	0	0	
事業報酬計		26,994,639	27,545,870	27,967,895	28,325,367	28,635,932	139,469,703	27,893,941	

第１０表

追加事業報酬明細表

（単位：千円）

	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均	
追加事業報酬額	67,727	62,467	57,638	53,217	49,147	290,196	58,039	
追加事業報酬計	67,727	62,467	57,638	53,217	49,147	290,196	58,039	

第１１表

追加事業報酬対象額明細表

（単位：千円）

	設備名称	区間	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
								5ヶ年計	5ヶ年平均	
特定固定資産	飛騨信濃周波数変換設備	東京～中部	9,030,247	8,328,924	7,685,050	7,095,622	6,552,971	38,692,814	7,738,563	
建設中の資産			0	0	0	0	0	0	0	
合計			9,030,247	8,328,924	7,685,050	7,095,622	6,552,971	38,692,814	7,738,563	

第１２表

控除収益明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
地帯間販売送電料	0	0	▲ 2	0	0	▲ 2	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
託送収益 ※1	▲ 1,403,205	▲ 1,523,514	▲ 1,352,473	▲ 974,929	▲ 167,518	▲ 5,421,639	▲ 1,084,328	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 702,245	▲ 140,449	▲表示で記載
事業者間精算収益	▲ 4,707,355	▲ 4,737,723	▲ 4,491,918	▲ 4,393,814	▲ 4,759,922	▲ 23,090,732	▲ 4,618,146	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 23,799,610	▲ 4,759,922	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	▲ 4,387,279	▲ 4,373,436	▲ 4,425,370	▲ 13,361,033	▲ 11,763,682	▲ 38,310,800	▲ 7,662,160	▲ 12,423,630	▲ 12,220,909	▲ 12,614,416	▲ 12,215,390	▲ 12,249,835	▲ 61,724,180	▲ 12,344,836	▲表示で記載
預金利息	▲ 1,166	▲ 429	▲ 396	0	0	▲ 1,991	▲ 398	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
控除収益計	▲ 10,499,005	▲ 10,635,102	▲ 10,270,159	▲ 18,729,776	▲ 16,691,122	▲ 66,825,164	▲ 13,365,033	▲ 17,324,001	▲ 17,121,280	▲ 17,514,787	▲ 17,115,761	▲ 17,150,206	▲ 86,226,035	▲ 17,245,207	

（記載注意）

※1：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。

※2：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（１）第１１条第３項関係

［託送収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
接続供給契約超過金	▲ 21,731	▲ 17,462	▲ 9,390	▲ 946,580	▲ 156,404	▲ 1,151,567	▲ 230,313	▲ 126,186	▲ 126,186	▲ 126,186	▲ 126,186	▲ 126,186	▲ 630,930	▲ 126,186	▲表示で記載
全国融通等振替収益	0	▲ 133	▲ 174	▲ 28,349	▲ 11,114	▲ 39,770	▲ 7,954	▲ 11,114	▲ 11,114	▲ 11,114	▲ 11,114	▲ 11,114	▲ 55,570	▲ 11,114	▲表示で記載
その他	▲ 1,381,474	▲ 1,505,919	▲ 1,342,909	0	0	▲ 4,230,302	▲ 846,060	▲ 3,149	▲ 3,149	▲ 3,149	▲ 3,149	▲ 3,149	▲ 15,745	▲ 3,149	▲表示で記載
合計	▲ 1,403,205	▲ 1,523,514	▲ 1,352,473	▲ 974,929	▲ 167,518	▲ 5,421,639	▲ 1,084,328	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 702,245	▲ 140,449	

［事業者間精算収益］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 3,236	▲ 553	▲ 3,094	▲ 3,719	▲ 6,933	▲ 17,535	▲ 3,507	▲ 6,933	▲ 6,933	▲ 6,933	▲ 6,933	▲ 6,933	▲ 34,665	▲ 6,933	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 906	▲ 155	▲ 866	▲ 1,041	▲ 1,941	▲ 4,909	▲ 982	▲ 1,941	▲ 1,941	▲ 1,941	▲ 1,941	▲ 1,941	▲ 9,705	▲ 1,941	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 7,451	▲ 2,995	▲ 4,038	▲ 15,303	▲ 23,533	▲ 53,320	▲ 10,664	▲ 23,533	▲ 23,533	▲ 23,533	▲ 23,533	▲ 23,533	▲ 117,665	▲ 23,533	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 2,086	▲ 839	▲ 1,131	▲ 4,285	▲ 6,589	▲ 14,930	▲ 2,986	▲ 6,589	▲ 6,589	▲ 6,589	▲ 6,589	▲ 6,589	▲ 32,945	▲ 6,589	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 799,360	▲ 1,265,458	▲ 918,880	▲ 571,862	▲ 526,041	▲ 4,081,601	▲ 816,320	▲ 526,041	▲ 526,041	▲ 526,041	▲ 526,041	▲ 526,041	▲ 2,630,205	▲ 526,041	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 223,821	▲ 354,328	▲ 257,287	▲ 160,121	▲ 147,291	▲ 1,142,848	▲ 228,570	▲ 147,291	▲ 147,291	▲ 147,291	▲ 147,291	▲ 147,291	▲ 736,455	▲ 147,291	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 250,324	▲ 861,388	▲ 884,802	▲ 1,499,738	▲ 2,558,199	▲ 6,054,451	▲ 1,210,890	▲ 2,558,199	▲ 2,558,199	▲ 2,558,199	▲ 2,558,199	▲ 2,558,199	▲ 12,790,995	▲ 2,558,199	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 70,091	▲ 241,189	▲ 247,744	▲ 419,927	▲ 716,296	▲ 1,695,247	▲ 339,049	▲ 716,296	▲ 716,296	▲ 716,296	▲ 716,296	▲ 716,296	▲ 3,581,480	▲ 716,296	▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 46,438	▲ 264,903	▲ 82,741	▲ 73,312	▲ 69,155	▲ 536,549	▲ 107,310	▲ 69,155	▲ 69,155	▲ 69,155	▲ 69,155	▲ 69,155	▲ 345,775	▲ 69,155	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 13,003	▲ 74,173	▲ 23,168	▲ 20,527	▲ 19,363	▲ 150,234	▲ 30,047	▲ 19,363	▲ 19,363	▲ 19,363	▲ 19,363	▲ 19,363	▲ 96,815	▲ 19,363	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 2,807,953	▲ 2,398,522	▲ 3,692,140	▲ 8,104,502	▲ 9,136,481	▲ 26,139,598	▲ 5,227,920	▲ 9,136,481	▲ 9,136,481	▲ 9,136,481	▲ 9,136,481	▲ 9,136,481	▲ 45,682,405	▲ 9,136,481	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 786,227	▲ 671,753	▲ 1,033,799	▲ 2,269,261	▲ 2,558,215	▲ 7,319,255	▲ 1,463,851	▲ 2,558,215	▲ 2,558,215	▲ 2,558,215	▲ 2,558,215	▲ 2,558,215	▲ 12,791,075	▲ 2,558,215	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 9,819,067	▲ 10,507,002	▲ 10,434,337	▲ 5,357,742	▲ 4,653,053	▲ 40,771,201	▲ 8,154,240	▲ 4,653,053	▲ 4,653,053	▲ 4,653,053	▲ 4,653,053	▲ 4,653,053	▲ 23,265,265	▲ 4,653,053	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 2,749,339	▲ 2,942,053	▲ 2,921,614	▲ 1,500,168	▲ 1,302,855	▲ 11,416,029	▲ 2,283,206	▲ 1,302,855	▲ 1,302,855	▲ 1,302,855	▲ 1,302,855	▲ 1,302,855	▲ 6,514,275	▲ 1,302,855	▲表示で記載
四国電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 3,078,152	▲ 1,618,694	▲ 22,533	▲ 66,014	▲ 26,326	▲ 4,811,719	▲ 962,344	▲ 26,326	▲ 26,326	▲ 26,326	▲ 26,326	▲ 26,326	▲ 131,630	▲ 26,326	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 861,882	▲ 453,233	▲ 6,309	▲ 18,484	▲ 7,372	▲ 1,347,280	▲ 269,456	▲ 7,372	▲ 7,372	▲ 7,372	▲ 7,372	▲ 7,372	▲ 36,860	▲ 7,372	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量（千kWh）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	電力量料金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
合計	電力量（千kWh）	▲ 16,811,981	▲ 16,919,515	▲ 16,042,565	▲ 15,692,192	▲ 16,999,721	▲ 82,465,974	▲ 16,493,195	▲ 16,999,721	▲ 16,999,721	▲ 16,999,721	▲ 16,999,721	▲ 16,999,721	▲ 84,998,605	▲ 16,999,721	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 4,707,355	▲ 4,737,723	▲ 4,491,918	▲ 4,393,814	▲ 4,759,922	▲ 23,090,732	▲ 4,618,146	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 23,799,610	▲ 4,759,922	▲表示で記載

［電気事業雑収益］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
契約超過金	▲ 1,319	▲ 378	▲ 615	▲ 623	▲ 667	▲ 3,602	▲ 720	▲ 645	▲ 645	▲ 645	▲ 645	▲ 645	▲ 3,225	▲ 645	▲表示で記載
違約金	▲ 13	▲ 124	0	0	▲ 2	▲ 139	▲ 28	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 5	▲ 1	▲表示で記載
諸貸付料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
受託運転益	▲ 1,894	▲ 1,106	▲ 1,157	▲ 5,252	▲ 4,240	▲ 13,649	▲ 2,730	▲ 4,746	▲ 4,746	▲ 4,746	▲ 4,746	▲ 4,746	▲ 23,730	▲ 4,746	▲表示で記載
器具販売益	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
受託工事益	▲ 7,824	▲ 6,322	▲ 4,200	▲ 34,957	▲ 38,048	▲ 91,351	▲ 18,270	▲ 82,074	▲ 82,074	▲ 82,074	▲ 82,074	▲ 82,074	▲ 410,370	▲ 82,074	▲表示で記載
広告料	▲ 2,090	▲ 1,953	▲ 1,875	▲ 7,627	▲ 7,258	▲ 20,803	▲ 4,161	▲ 7,443	▲ 7,443	▲ 7,443	▲ 7,443	▲ 7,443	▲ 37,215	▲ 7,443	▲表示で記載
供給雑収	▲ 62,477	▲ 65,307	▲ 71,562	▲ 1,762,269	▲ 821,805	▲ 2,783,420	▲ 556,684	▲ 1,292,037	▲ 1,292,037	▲ 1,292,037	▲ 1,292,037	▲ 1,292,037	▲ 6,460,185	▲ 1,292,037	▲表示で記載
系統設置交付金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
広域系統整備交付金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
雑口	▲ 4,311,662	▲ 4,298,246	▲ 4,345,961	▲ 11,550,305	▲ 10,891,662	▲ 35,397,836	▲ 7,079,567	▲ 11,036,684	▲ 10,833,963	▲ 11,227,470	▲ 10,828,444	▲ 10,862,889	▲ 54,789,450	▲ 10,957,890	▲表示で記載
合計	▲ 4,387,279	▲ 4,373,436	▲ 4,425,370	▲ 13,361,033	▲ 11,763,682	▲ 38,310,800	▲ 7,662,160	▲ 12,423,630	▲ 12,220,909	▲ 12,614,416	▲ 12,215,390	▲ 12,249,835	▲ 61,724,180	▲ 12,344,836	▲表示で記載
（再掲）共架料	▲ 1,300,054	▲ 1,274,192	▲ 1,235,348	▲ 5,150,707	▲ 5,103,140	▲ 14,063,441	▲ 2,812,688	▲ 5,245,142	▲ 5,302,069	▲ 5,359,741	▲ 5,418,169	▲ 5,477,367	▲ 26,802,488	▲ 5,360,498	▲表示で記載
（参考）災害等扶助交付金	0	0	0	0	▲ 1,750,915	▲ 1,750,915	▲ 350,183	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 3,585,485	▲ 717,097	▲表示で記載

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

様式第3　（第８条関係）

７部門整理表（１）

（単位：千円）

	水力発電費			火力発電費			新エネルギー等発電等費			送電費		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般
役員給与	0	0	0	11,769	0	11,769	0	0	0	38,989	0	38,989
給料手当	0	0	0	6,588,087	5,730,540	857,547	0	0	0	21,803,428	18,977,352	2,826,076
給料手当振替額(貸方)	0	0	0	▲ 142,642	▲ 124,075	▲ 18,567	0	0	0	▲ 474,576	▲ 413,066	▲ 61,510
退職給与金	0	0	0	408,572	0	408,572	0	0	0	1,358,795	0	1,358,795
厚生費	0	0	0	1,356,927	1,180,295	176,632	0	0	0	4,489,919	3,907,935	581,984
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給	0	0	0	87,446	76,063	11,383	0	0	0	291,646	253,936	37,710
燃料費	0	0	0	95,923,099	95,923,099	0	0	0	0	0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	301,035	301,035	0	0	0	0	0	0	0
消耗品費	0	0	0	1,677,885	1,654,949	22,936	0	0	0	249,279	173,128	76,151
修繕費	450,887	450,887	0	24,254,949	23,973,799	281,150	25,117	25,117	0	63,937,484	62,234,712	1,702,772
水利使用料	24,970	24,970	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,176,255	3,008,465	167,790
賃借料	7,762	7,487	275	1,516,787	106,695	1,410,092	5	5	0	15,170,950	7,027,330	8,143,620
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,871,631	19,871,631	0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,090,075	1,090,075	0
委託費	347,609	239,062	108,547	8,365,572	5,289,520	3,076,052	15,577	10,745	4,832	66,142,434	43,117,918	23,024,516
損害保険料	0	0	0	206,630	66,980	139,650	0	0	0	0	0	0
普及開発関係費	321	0	321	34,832	0	34,832	10	0	10	108,711	0	108,711
養成費	0	0	0	84,869	0	84,869	0	0	0	142,896	0	142,896
研究費	0	0	0	506,747	0	506,747	0	0	0	1,102,763	0	1,102,763
諸費	3,299	3,299	0	1,998,348	702,650	1,295,698	0	0	0	5,617,751	1,287,087	4,330,664
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	100,191	100,191	0	2,025,368	2,025,368	0	45,131	45,131	0	40,872,596	40,872,596	0
雑税	1,744	1,140	604	22,261	14,545	7,716	0	0	0	257,848	168,475	89,373
減価償却費	426,618	426,618	0	13,633,720	13,633,720	0	78,777	78,777	0	165,323,413	165,323,413	0
固定資産除却費	37,336	37,336	0	4,430,710	4,430,710	0	0	0	0	54,458,958	54,458,958	0
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 1,731	0	▲ 1,731	▲ 55,915	0	▲ 55,915	▲ 50	0	▲ 50	▲ 843,935	0	▲ 843,935
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 14	0	▲ 14	▲ 1,564	0	▲ 1,564	0	0	0	▲ 4,809	0	▲ 4,809
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	23,537	0	23,537	2,553,790	0	2,553,790	703	0	703	8,111,512	0	8,111,512
電気事業報酬	125,513	0	125,513	3,320,650	0	3,320,650	4,106	0	4,106	55,329,112	0	55,329,112
合計	1,548,042	1,290,990	257,052	169,109,932	154,985,893	14,124,039	169,376	159,775	9,601	527,623,125	421,359,945	106,263,180

（記載注意）

１　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を，一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。

２　帰属方法別の欄には，各項目ごとに，別表第２において定める「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」を基に合計の「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」を基に合計の「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　１　該当すべき事項がないときは，表の作成又は記載を省略することができる。

２　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし，営業費，事業報酬，追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は，「千円」を「百万円」に読み替え，百万円単位をもって表示することを妨げない。

３　火力に係るものは，汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第3　（第８条関係）

７部門整理表（２）

（単位：千円）

	変電費			配電費			販売費			合計	帰属方法別（%）		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般		直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	26,285	0	26,285	219,387	0	219,387	87,088	0	87,088	383,518	3%	97%	0%
給料手当	14,597,079	12,691,858	1,905,221	76,896,931	60,994,768	15,902,163	41,938,467	35,625,868	6,312,599	161,823,992	3%	97%	0%
給料手当振替額(貸方)	▲ 317,722	▲ 276,254	▲ 41,468	▲ 1,673,747	▲ 1,327,633	▲ 346,114	▲ 912,666	▲ 775,271	▲ 137,395	▲ 3,521,353	3%	97%	0%
退職給与金	909,691	0	909,691	4,791,328	0	4,791,328	2,617,090	0	2,617,090	10,085,476	83%	17%	0%
厚生費	3,005,936	2,613,587	392,349	15,835,827	12,561,035	3,274,792	8,637,182	7,337,204	1,299,978	33,325,791	3%	97%	0%
委託検針費	0	0	0	4,454,974	4,454,974	0	0	0	0	4,454,974	0%	0%	0%
委託集金費	0	0	0	0	0	0	542,417	542,417	0	542,417	0%	0%	0%
雑給	194,786	169,363	25,423	1,026,146	813,952	212,194	559,551	475,318	84,233	2,159,575	3%	97%	0%
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95,923,099	0%	0%	0%
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	301,035	0%	0%	0%
消耗品費	322,073	270,735	51,338	3,321,460	2,892,964	428,496	1,253,323	1,083,225	170,098	6,824,020	3%	97%	0%
修繕費	33,917,390	32,201,455	1,715,935	301,372,824	293,652,046	7,720,778	2,305,328	0	2,305,328	426,263,979	2%	98%	0%
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,970	0%	0%	0%
補償費	90	85	5	1,003,660	950,640	53,020	6,440	6,100	340	4,186,445	0%	0%	100%
賃借料	9,778,036	1,949,221	7,828,815	69,429,460	53,470,741	15,958,719	8,809,443	742,562	8,066,881	104,712,443	4%	94%	2%
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,871,631	0%	0%	0%
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,090,075	0%	0%	0%
委託費	45,457,608	29,946,575	15,511,033	207,319,529	133,473,082	73,846,447	89,484,084	57,367,599	32,116,485	417,132,413	3%	13%	84%
損害保険料	3,582	1,161	2,421	26,612	8,626	17,986	0	0	0	236,824	87%	0%	13%
普及開発関係費	52,855	0	52,855	212,592	0	212,592	67,294	27,290	40,004	476,615	8%	0%	92%
養成費	179,058	0	179,058	1,109,607	0	1,109,607	121,699	0	121,699	1,638,129	68%	32%	0%
研究費	1,236,020	0	1,236,020	2,567,797	0	2,567,797	2,128,692	0	2,128,692	7,542,019	23%	0%	77%
諸費	5,276,845	2,357,295	2,919,550	33,875,085	9,506,680	24,368,405	18,712,841	9,039,439	9,673,402	65,484,169	3%	0%	97%
貸倒損	0	0	0	0	0	0	209,615	209,615	0	209,615	0%	0%	0%
固定資産税	17,810,385	17,810,385	0	55,330,555	50,620,041	4,710,514	758,072	0	758,072	116,942,298	0%	100%	0%
雑税	560,034	365,920	194,114	166,914	109,060	57,854	612,009	399,880	212,129	1,620,810	1%	0%	99%
減価償却費	85,696,078	85,696,078	0	156,370,001	87,965,240	68,404,761	11,008,505	0	11,008,505	432,537,112	0%	100%	0%
固定資産除却費	13,390,071	13,390,071	0	24,914,139	21,079,858	3,834,281	617,058	0	617,058	97,848,272	0%	100%	0%
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 497,716	0	▲ 497,716	▲ 683,661	0	▲ 683,661	▲ 22,909	0	▲ 22,909	▲ 2,105,917	3%	97%	0%
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 2,338	0	▲ 2,338	▲ 9,404	0	▲ 9,404	▲ 1,770	0	▲ 1,770	▲ 19,899	8%	0%	92%
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
法人税等	3,943,795	0	3,943,795	15,862,634	0	15,862,634	2,984,939	0	2,984,939	33,480,910	8%	0%	92%
電気事業報酬	20,988,627	0	20,988,627	58,064,031	0	58,064,031	1,637,664	0	1,637,664	139,469,703	94%	2%	4%
合計	256,528,548	199,187,535	57,341,013	1,031,804,681	731,226,074	300,578,607	194,161,456	112,081,246	82,080,210	2,180,945,160	27%	35%	38%

様式第4　（第10条関係）

送配電関連費整理表（１）

（単位：千円）

	総離島等供給費				総アンシラリーサービス費	総送電費	受電用変電サービス費	配電用変電サービス費
		水力発電費分	火力発電費分	新エネルギー等発電等費分				
役員給与	11,769	0	11,769	0		38,989	17,489	8,796
給料手当	6,588,087	0	6,588,087	0		21,803,428	9,712,502	4,884,577
給料手当振替額(貸方)	▲ 142,642	0	▲ 142,642	0		▲ 474,576	▲ 211,404	▲ 106,318
退職給与金	408,572	0	408,572	0		1,358,795	605,284	304,407
厚生費	1,356,927	0	1,356,927	0		4,489,919	2,000,069	1,005,867
委託検針費	0	0	0	0		0	0	0
委託集金費	0	0	0	0		0	0	0
雑給	87,446	0	87,446	0		291,646	129,605	65,181
燃料費	95,923,099	0	95,923,099	0		0	0	0
廃棄物処理費	301,035	0	301,035	0		0	0	0
消耗品費	1,677,885	0	1,677,885	0		249,279	214,299	107,774
修繕費	24,730,953	450,887	24,254,949	25,117		63,937,484	24,526,682	9,390,708
水利使用料	24,970	24,970	0	0		0	0	0
補償費	0	0	0	0		3,176,255	16	74
賃借料	1,524,554	7,762	1,516,787	5		15,170,950	7,070,791	2,707,245
託送料	0	0	0	0		19,871,631	0	0
事業者間精算費	0	0	0	0		1,090,075	0	0
委託費	8,728,758	347,609	8,365,572	15,577		66,142,434	32,871,760	12,585,848
損害保険料	206,630	0	206,630	0		0	624	2,958
普及開発関係費	35,163	321	34,832	10		108,711	35,168	17,687
養成費	84,869	0	84,869	0		142,896	119,140	59,918
研究費	506,747	0	506,747	0		1,102,763	822,414	413,606
諸費	2,001,647	3,299	1,998,348	0		5,617,751	3,511,070	1,765,775
貸倒損	0	0	0	0		0	0	0
固定資産税	2,170,690	100,191	2,025,368	45,131		40,872,596	10,425,665	7,384,720
雑税	24,005	1,744	22,261	0		257,848	372,632	187,402
減価償却費	14,139,115	426,618	13,633,720	78,777		165,323,413	50,163,913	35,532,165
固定資産除却費	4,468,046	37,336	4,430,710	0		54,458,958	7,838,146	5,551,925
共有設備費等分担額	0	0	0	0		0	0	0
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0		0	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	15,911,397	294,750	0	15,616,647	225,772,023	0	0	0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	20,458	0		20,458				
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 57,696	▲ 1,731	▲ 55,915	▲ 50		▲ 843,935	▲ 331,167	▲ 166,549
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 1,578	▲ 14	▲ 1,564	0		▲ 4,809	▲ 1,556	▲ 782
開発費	0	0	0	0		0	0	0
開発費償却	0	0	0	0		0	0	0
株式交付費	0	0	0	0		0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0		0	0	0
社債発行費	0	0	0	0		0	0	0
社債発行費償却	0	0	0	0		0	0	0
法人税等	2,578,030	23,537	2,553,790	703		8,111,512	2,624,095	1,319,700
電気事業報酬	3,450,269	125,513	3,320,650	4,106		55,329,112	13,965,266	7,023,361
自社アンシラリーサービス費					2,616,686			
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	186,759,205	1,842,792	169,109,932	15,806,481	228,388,709	527,623,125	166,482,503	90,046,045

（記載注意）

１　帰属方法別の欄には，各項目ごとに，別表第２において定める「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」を基に合計の「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

２　自社アンシラリーサービス費の欄には，第８項第１項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。

３　その他は，様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第4　（第10条関係）

送配電関連費整理表（２）

（単位：千円）

	低圧配電費	高圧配電費	需要家費	給電費	一般販売費	合計	帰属方法別（%）		
							直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	64,447	118,414	75,090	40,546	7,978	383,518	14%	22%	64%
給料手当	22,589,096	41,505,265	31,375,584	19,522,821	3,842,632	161,823,992	19%	25%	57%
給料手当振替額(貸方)	▲ 491,677	▲ 903,408	▲ 682,804	▲ 424,916	▲ 83,608	▲ 3,521,353	19%	25%	57%
退職給与金	1,407,491	2,586,129	1,956,582	1,218,476	239,740	10,085,476	19%	25%	57%
厚生費	4,651,902	8,547,418	6,461,615	4,020,683	791,391	33,325,791	19%	25%	57%
委託検針費	0	0	4,454,974	0	0	4,454,974	0%	0%	100%
委託集金費	0	0	542,417	0	0	542,417	100%	0%	0%
雑給	301,439	553,864	418,621	260,515	51,258	2,159,575	19%	25%	57%
燃料費	0	0	0	0	0	95,923,099	100%	0%	0%
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	301,035	100%	0%	0%
消耗品費	767,805	1,410,766	1,673,349	557,727	165,136	6,824,020	30%	17%	53%
修繕費	53,395,390	98,108,830	151,028,956	956,693	188,283	426,263,979	21%	8%	71%
水利使用料	0	0	0	0	0	24,970	100%	0%	0%
補償費	353,725	649,935	2,851	2,999	590	4,186,445	76%	0%	24%
賃借料	24,468,987	44,959,380	2,268,225	5,554,720	987,591	104,712,443	16%	8%	76%
託送料	0	0	0	0	0	19,871,631	100%	0%	0%
事業者間精算費	0	0	0	0	0	1,090,075	100%	0%	0%
委託費	52,773,623	96,966,394	99,733,136	24,956,508	22,373,952	417,132,413	28%	0%	72%
損害保険料	9,379	17,233	0	0	0	236,824	87%	0%	13%
普及開発関係費	62,451	114,747	35,394	0	67,294	476,615	44%	0%	56%
養成費	325,956	598,913	238,629	56,660	11,148	1,638,129	14%	7%	79%
研究費	754,311	1,385,973	1,166,124	1,238,173	151,908	7,542,019	28%	0%	72%
諸費	9,948,749	18,279,858	13,512,540	8,826,184	2,020,595	65,484,169	24%	0%	76%
貸倒損	0	0	0	0	209,615	209,615	100%	0%	0%
固定資産税	17,551,044	32,248,334	6,223,817	0	65,432	116,942,298	37%	16%	47%
雑税	49,032	90,092	298,699	285,071	56,029	1,620,810	19%	0%	81%
減価償却費	49,575,087	91,089,395	25,769,270	0	944,754	432,537,112	42%	22%	36%
固定資産除却費	7,904,801	14,524,302	3,048,570	0	53,524	97,848,272	60%	14%	25%
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
他社購入電源費	0	0	0	0	0	241,683,420	100%	0%	0%
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
非化石証書購入費						20,458			
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 240,946	▲ 442,715	▲ 9,928	▲ 10,962	▲ 2,019	▲ 2,105,917	43%	24%	34%
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 3,314	▲ 6,090	▲ 784	▲ 824	▲ 162	▲ 19,899	32%	0%	68%
開発費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
法人税等	5,032,924	9,247,507	2,903,519	1,390,349	273,274	33,480,910	32%	0%	68%
電気事業報酬	18,422,656	33,849,836	6,516,461	762,815	149,927	139,469,703	42%	0%	58%
自社アンシラリーサービス費						2,616,686			
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
合計	269,674,358	495,500,372	359,010,907	69,214,238	32,566,262	2,425,265,724	41%	9%	50%

様式第５　（第11条関係）

送配電関連費明細表（１）

（単位：千円）

	総離島等供給費								
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電等費分		
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	0	0	0	11,769	11,769	0	0	0	0
給料手当	0	0	0	6,588,087	6,588,087	0	0	0	0
給料手当振替額(貸方)	0	0	0	▲ 142,642	▲ 142,642	0	0	0	0
退職給与金	0	0	0	408,572	408,572	0	0	0	0
厚生費	0	0	0	1,356,927	1,356,927	0	0	0	0
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給	0	0	0	87,446	87,446	0	0	0	0
燃料費	0	0	0	95,923,099	0	95,923,099	0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	301,035	0	301,035	0	0	0
消耗品費	0	0	0	1,677,885	1,677,885	0	0	0	0
修繕費	450,887	450,887	0	24,254,949	24,254,949	0	25,117	25,117	0
水利使用料	24,970	24,970	0	0	0	0	0	0	0
補償費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
賃借料	7,762	7,762	0	1,516,787	1,516,787	0	5	5	0
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託費	347,609	347,609	0	8,365,572	8,365,572	0	15,577	15,577	0
損害保険料	0	0	0	206,630	206,630	0	0	0	0
普及開発関係費	321	321	0	34,832	34,832	0	10	10	0
養成費	0	0	0	84,869	84,869	0	0	0	0
研究費	0	0	0	506,747	506,747	0	0	0	0
諸費	3,299	3,299	0	1,998,348	1,998,348	0	0	0	0
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	100,191	100,191	0	2,025,368	2,025,368	0	45,131	45,131	0
雑税	1,744	1,744	0	22,261	22,261	0	0	0	0
減価償却費	426,618	426,618	0	13,633,720	13,633,720	0	78,777	78,777	0
固定資産除却費	37,336	37,336	0	4,430,710	4,430,710	0	0	0	0
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	294,750	48,000	246,750	0	0	0	15,616,647	0	15,616,647
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	0	0	0	0	0	0	20,458	0	20,458
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 1,731	▲ 1,731	0	▲ 55,915	▲ 55,915	0	▲ 50	▲ 50	0
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 14	▲ 14	0	▲ 1,564	▲ 1,564	0	0	0	0
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	23,537	23,537	0	2,553,790	2,553,790	0	703	703	0
電気事業報酬	125,513	125,513	0	3,320,650	3,320,650	0	4,106	4,106	0
自社アンシラリーサービス費									
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	1,842,792	1,596,042	246,750	169,109,932	72,885,798	96,224,134	15,806,481	169,376	15,637,105

（記載注意）

様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第5　（第11条関係）

送配電関連費明細表（2）

（単位：千円）

	総アンシラリーサービス費			総送電費			受電用変電サービス費			配電用変電サービス費		
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与				38,989	38,989	0	17,489	17,489	0	8,796	8,796	0
給料手当				21,803,428	21,803,428	0	9,712,502	9,712,502	0	4,884,577	4,884,577	0
給料手当振替額(貸方)				▲ 474,576	▲ 474,576	0	▲ 211,404	▲ 211,404	0	▲ 106,318	▲ 106,318	0
退職給与金				1,358,795	1,358,795	0	605,284	605,284	0	304,407	304,407	0
厚生費				4,489,919	4,489,919	0	2,000,069	2,000,069	0	1,005,867	1,005,867	0
委託検針費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給				291,646	291,646	0	129,605	129,605	0	65,181	65,181	0
燃料費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
廃棄物処理費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
消耗品費				249,279	249,279	0	214,299	214,299	0	107,774	107,774	0
修繕費				63,937,484	63,937,484	0	24,526,682	24,526,682	0	9,390,708	9,390,708	0
水利使用料				0	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費				3,176,255	3,176,255	0	16	16	0	74	74	0
賃借料				15,170,950	15,170,950	0	7,070,791	7,070,791	0	2,707,245	2,707,245	0
託送料				19,871,631	18,803,481	1,068,150	0	0	0	0	0	0
事業者間精算費				1,090,075	0	1,090,075	0	0	0	0	0	0
委託費				66,142,434	66,142,434	0	32,871,760	32,871,760	0	12,585,848	12,585,848	0
損害保険料				0	0	0	624	624	0	2,958	2,958	0
普及開発関係費				108,711	108,711	0	35,168	35,168	0	17,687	17,687	0
養成費				142,896	142,896	0	119,140	119,140	0	59,918	59,918	0
研究費				1,102,763	1,102,763	0	822,414	822,414	0	413,606	413,606	0
諸費				5,617,751	5,617,751	0	3,511,070	3,511,070	0	1,765,775	1,765,775	0
貸倒損				0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税				40,872,596	40,872,596	0	10,425,665	10,425,665	0	7,384,720	7,384,720	0
雑税				257,848	257,848	0	372,632	372,632	0	187,402	187,402	0
減価償却費				165,323,413	165,323,413	0	50,163,913	50,163,913	0	35,532,165	35,532,165	0
固定資産除却費				54,458,958	54,458,958	0	7,838,146	7,838,146	0	5,551,925	5,551,925	0
共有設備費等分担額				0	0	0	0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額(貸方)				0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	225,772,023	202,894,867	22,877,156	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	0	0	0									
建設分担関連費振替額(貸方)				▲ 843,935	▲ 843,935	0	▲ 331,167	▲ 331,167	0	▲ 166,549	▲ 166,549	0
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)				▲ 4,809	▲ 4,809	0	▲ 1,556	▲ 1,556	0	▲ 782	▲ 782	0
開発費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却				0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却				0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費償却				0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等				8,111,512	8,111,512	0	2,624,095	2,624,095	0	1,319,700	1,319,700	0
電気事業報酬				55,329,112	55,329,112	0	13,965,266	13,965,266	0	7,023,361	7,023,361	0
自社アンシラリーサービス費	2,616,686	2,608,380	8,306									
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	228,388,709	205,503,247	22,885,462	527,623,125	525,464,900	2,158,225	166,482,503	166,482,503	0	90,046,045	90,046,045	0

様式第5　（第11条関係）

送配電関連費明細表（3）

（単位：千円）

	低圧配電費			高圧配電費			給電費			需要家費	合計
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変		
役員給与	64,447	64,447	0	118,414	118,414	0	40,546	40,546	0	75,090	375,540
給料手当	22,589,096	22,589,096	0	41,505,265	41,505,265	0	19,522,821	19,522,821	0	31,375,584	157,981,360
給料手当振替額(貸方)	▲ 491,677	▲ 491,677	0	▲ 903,408	▲ 903,408	0	▲ 424,916	▲ 424,916	0	▲ 682,804	▲ 3,437,745
退職給与金	1,407,491	1,407,491	0	2,586,129	2,586,129	0	1,218,476	1,218,476	0	1,956,582	9,845,736
厚生費	4,651,902	4,651,902	0	8,547,418	8,547,418	0	4,020,683	4,020,683	0	6,461,615	32,534,400
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,454,974	4,454,974
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	542,417	542,417
雑給	301,439	301,439	0	553,864	553,864	0	260,515	260,515	0	418,621	2,108,317
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95,923,099
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	301,035
消耗品費	767,805	767,805	0	1,410,766	1,410,766	0	557,727	557,727	0	1,673,349	6,658,884
修繕費	53,395,390	53,395,390	0	98,108,830	98,108,830	0	956,693	956,693	0	151,028,956	426,075,696
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,970
補償費	353,725	353,725	0	649,935	649,935	0	2,999	2,999	0	2,851	4,185,855
賃借料	24,468,987	24,468,987	0	44,959,380	44,959,380	0	5,554,720	5,554,720	0	2,268,225	103,724,852
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,871,631
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,090,075
委託費	52,773,623	52,773,623	0	96,966,394	96,966,394	0	24,956,508	24,956,508	0	99,733,136	394,758,461
損害保険料	9,379	9,379	0	17,233	17,233	0	0	0	0	0	236,824
普及開発関係費	62,451	62,451	0	114,747	114,747	0	0	0	0	35,394	409,321
養成費	325,956	325,956	0	598,913	598,913	0	56,660	56,660	0	238,629	1,626,981
研究費	754,311	754,311	0	1,385,973	1,385,973	0	1,238,173	1,238,173	0	1,166,124	7,390,111
諸費	9,948,749	9,948,749	0	18,279,858	18,279,858	0	8,826,184	8,826,184	0	13,512,540	63,463,574
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	17,551,044	17,551,044	0	32,248,334	32,248,334	0	0	0	0	6,223,817	116,876,866
雑税	49,032	49,032	0	90,092	90,092	0	285,071	285,071	0	298,699	1,564,781
減価償却費	49,575,087	49,575,087	0	91,089,395	91,089,395	0	0	0	0	25,769,270	431,592,358
固定資産除却費	7,904,801	7,904,801	0	14,524,302	14,524,302	0	0	0	0	3,048,570	97,794,748
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	241,683,420
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費											20,458
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 240,946	▲ 240,946	0	▲ 442,715	▲ 442,715	0	▲ 10,962	▲ 10,962	0	▲ 9,928	▲ 2,103,898
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 3,314	▲ 3,314	0	▲ 6,090	▲ 6,090	0	▲ 824	▲ 824	0	▲ 784	▲ 19,737
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	5,032,924	5,032,924	0	9,247,507	9,247,507	0	1,390,349	1,390,349	0	2,903,519	33,207,636
電気事業報酬	18,422,656	18,422,656	0	33,849,836	33,849,836	0	762,815	762,815	0	6,516,461	139,319,776
自社アンシラリーサービス費											2,616,686
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	269,674,358	269,674,358	0	495,500,372	495,500,372	0	69,214,238	69,214,238	0	359,010,907	2,392,699,462

様式第5の2　（第11条の２関係）

発電側比率整理表

発電側の延契約電力		需要側の延契約電力	発電側比率
①（１０^{3}kW）	②（１０^{3}kW）	（１０^{3}kW）	（%）
245,660	393,275	598,004	24.8%

（記載注意）

1　発電側の延契約電力①に関しては，第11条の２第１項第１号の規定により算定された値から同項第２号及び第３号の規定により算定された値を合計して得た値を差し引いた値を，同②に関しては，同項第１号の規定により算定された値から同項第３号の規定により算定された値を差し引いた値を記載すること。

2　需要側の延契約電力に関しては，第11条の２第１項第４号の値を記載すること。

様式第5の3　（第11条の３関係）

送配電関連固定費整理表

（単位：千円）

発電側送配電関連固定費		需要側送配電関連固定費		
総送電費	受電用変電サービス費	総送電費	受電用変電サービス費	その他
104,252,337	33,002,325	421,212,563	133,480,178	1,204,589,476

（記載注意）

1　様式第３の注１及び２と同様とすること。

2　その他に関しては，需要側送配電関連固定費のうち，総送電費及び受電用変電サービス費以外の合計した値を記載すること。

様式第6　（第12条関係）

送配電関連需要明細表

	最大電力 (10^3kW)	延契約電力 (10^3kW)	尖頭時責任電力 (10^3kW)		発受電等量 (10^6kWh)	口数 (口)	販売電力量 (10^6kWh)
			夏　期	冬　期			
特別高圧需要	3,015	—	2,903	2,317	20,901	11,312	20,629
高圧需要	6,895	128,189	6,895	4,420	30,115	1,025,643	29,182
低圧需要	6,469	501,006	5,534	7,847	34,769	112,599,058	31,918
合計	16,379	629,195	15,332	14,584	85,785	113,636,013	81,729

（注）　上記はいずれも規制期間における各年度の平均値。なお，販売電力量について，規制期間の合計値は，特別高圧需要103,147百万kWh，高圧需要145,909百万kWh，低圧需要159,591百万kWh。

様式第7　（第24条関係）

送配電関連費発電及び三需要種別計算表

（単位：千円）

需要種別等		固定費			可変費			需要家費			合計		
		計			計			計			計		
			固有	追加		固有	追加		固有	追加		固有	追加
需要側	特別高圧需要	160,961,315	177,627,282	▲ 16,665,967	80,613,643	33,416,182	47,197,461 〈14,817,143〉	3,952,168	3,902,867	49,301	245,527,126	214,946,331	30,580,795
需要側	高圧需要	493,559,228	524,824,812	▲ 31,265,584	115,137,392	48,147,371	66,990,021 〈21,349,129〉	15,202,927	15,012,993	189,934	623,899,547	587,985,176	35,914,371
需要側	低圧需要	1,027,692,555	1,056,830,123	▲ 29,137,568	129,606,706	55,588,123	74,018,583 〈24,648,450〉	344,374,660	340,095,047	4,279,613	1,501,673,921	1,452,513,293	49,160,628
発電側		137,254,662	137,254,662	0							137,254,662	137,254,662	0

（注）　総追加可変費の内数として記載した賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金の合計額のうち，2023年４月１日～2026年１月31日までの期間における金額は，特別高圧需要分が8,586,521千円，高圧需要分が12,371,803千円，低圧需要分が14,283,756千円。また，2026年２月１日～2028年３月31日の期間における金額は，特別高圧需要分が6,230,622千円，高圧需要分が8,977,326千円，低圧需要分が10,364,694千円。

なお，2023年４月１日～2026年１月31日までの期間における販売電力量は，特別高圧需要分が58,579百万kWh，高圧需要分が82,863百万kWh，低圧需要分が90,634百万kWh。また，2026年２月１日～2028年３月31日の期間における販売電力量は，特別高圧需要分が44,569百万kWh，高圧需要分が63,045百万kWh，低圧需要分が68,957百万kWh。

（記載注意）

1　需要側の固有の欄には第13条第２項で整理された固有固定費，固有可変費及び固有需要家費を，追加の欄には，第23条で整理された総追加固定費，総追加可変費及び総追加需要家費を記載すること。
固定費に係る発電側の固有の欄には第11条の３第１項で抽出された発電側送配電関連固定費を，追加の欄には，第22条の２第２項で整理された追加発電側送配電関連固定費を記載すること。

2　特別高圧需要，高圧需要及び低圧需要の＜　＞内には，賠償負担金相当金，廃炉円滑化負担金相当として第15条第２項で整理された追加可変費を内数として記載すること。

3　その他は，様式第３の注２と同様とすること。

様式第７の２（第25条関係）

発電側託送供給料金割引額設定表

単位（千円，10^3kW）

基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合									
			発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち						
発電側送配電関連原価等のうち，基幹系統分	当該基幹系統分のうち，半額	割引額（円/kW・月）	計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）	割引額の半額（円/kW・月）	割引額の四半の額（円/kW・月）
67,592,251	33,796,126	35.05	27,815,278	21,051,774	6,763,504	13,907,639	14.42	7.21	3.61

特別高圧系統の設備投資の効率化に資するものである場合							
			発電側送配電関連原価等における特別高圧系統分のうち				
発電側送配電関連原価等のうち，特別高圧系統分	当該特別高圧系統分の半額	割引額（円/kW・月）	計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）
69,662,411	34,831,206	36.13	28,679,669	21,701,242	6,978,427	14,339,835	14.87

（記載注意）

様式第３の注１及び２と同様とすること。

様式第８　（第25条関係）

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

（単位：千円）

需要種別等		固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量又は発受電等量（10^6kWh）	単価（円/kWh）	想定料金収入
需要側	特別高圧需要	160,961,315	80,613,643	3,952,168	245,527,126	103,147	2.38	245,505,373
需要側	高圧需要	493,559,228	115,137,392	15,202,927	623,899,547	145,909	4.28	623,781,843
需要側	低圧需要	1,027,692,555	129,606,706	344,374,660	1,501,673,921	159,591	9.41	1,501,669,594
発電側		137,254,662			137,254,662	321,632	0.43	137,247,817

（注）　上記の三需要種別ごとの単価は，いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。
なお，2024年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は，特別高圧需要分が2.32円/kWh，高圧需要分が4.19円/kWh，低圧需要分が9.34円/kWh。

（記載注意）
様式第３の注１及び２と同様とすること。

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則
事業者設定基準届出書

契託制第８号
2023年12月１日

経済産業大臣　西　村　康　稔　殿

福岡市中央区渡辺通二丁目１番82号
九州電力送配電株式会社
代表取締役社長　廣　渡　　健

別表に掲げる一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定により，別紙１から５のとおり事業者設定基準を定めたので届け出ます。

（別表）

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則		
第８条第４項	第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準	別紙１
第11条第２項	送配電関連固定費または送配電関連可変費への配分基準	別紙２
第12条第２項	第12条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値	別紙３
第16条第２項	託送収益，事業者間精算収益，電灯料（離島等供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）および電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）の需要側送配電関連固定費，送配電関連可変費または需要家費への配分基準	別紙４
第25条第５項	送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準	別紙５

（別紙１）

第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第８条第４項関係］

１．設定した基準

科　目			活動帰属基準	配賦基準
賃借料	借地借家料	寮・社宅賃借料	直課された各部門人員数比	―
		その他借地借家料	各部門業務用建物床面積比（賃借分のみ）	―
	機械賃借料	その他機械賃借料	直課された各部門人員数比	―
	その他賃借料		―	直課された各部門賃借料比
委託費	システム開発委託費		直課された各部門人員数比	―
	事務所清掃管理委託費		各部門業務用建物床面積比	―
	株式財務関係業務委託費		各部門設備別帳簿原価比	―
	その他委託費		―	直課された各部門委託費比
電気事業報酬	特定固定資産		―	内容ごとに各部門設備別帳簿価額比
	建設中の資産		―	内容ごとに各部門設備別帳簿価額比
	営業運転資本		営業資本レートベースを構成している各部門原価比	―
	繰延償却資産		―	内容ごとに各部門設備別帳簿価額比

２．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

一般管理費の配分にあたり，別表第２第２表に定める基準に比べ，より適切な整理を行うための客観的かつ合理的な配分基準として，費用の発生についてより関連がみられる〔１．設定した基準〕に掲げる活動帰属基準及び配賦基準を設定することとした。

（別紙２）

送配電関連固定費または送配電関連可変費への配分基準
［第11条第２項関係］

以下の配分基準により，送配電関連固定費または送配電関連可変費へ配分する。

科　目	配 分 基 準
給料手当（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
給料手当振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
雑給（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
消耗品費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
修繕費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
託送料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。
事業者間精算費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。
委託費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
養成費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
諸費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
地帯間購入電源費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。
地帯間購入送電費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。
他社購入電源費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。
他社購入送電費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。
建設分担関連費振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に配分。
自社アンシラリーサービス費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。

地帯間販売電源料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。
地帯間販売送電料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。
他社販売電源料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。
他社販売送電料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に配分。

（別紙３）

第12条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
［第12条第２項関係］

１．設定した値

第13条第２項第７号に規定する需要家費の合計額のうち需要家設備関連費用の配分については，第12条第２項の規定により，同条第６項第１号の割合の算定を，同条第１項第６号に定める値によらず，設備の差異，費用の発生の原因等を反映した値によるものとする。

具体的には，配電設備のうち，架空電線路，地中電線路，電流制限器，計器に係る費用および屋内配線の調査委託に係る費用については，口数比での配分によらず，各設備に対応する電圧区分に応じて，低圧需要，高圧需要および特別高圧需要に配分するものとする。

２．事業者の実情に応じた値により算定することが適当である理由

需要家設備関連費用の配分にあたり，第12条第１項第６号に定める値に比べ，より詳細にコストの特定を行うことを可能とするための客観的かつ合理的な基準として，費用の発生についてより関連がみられる〔１．設定した値〕に掲げる値を設定することとした。

（別紙４）

託送収益，事業者間精算収益，電灯料（離島等供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）および電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）の需要側送配電関連固定費，送配電関連可変費または需要家費への配分基準

［第16条第２項関係］

以下の配分基準により，需要側送配電関連固定費および送配電関連可変費へ配分する。

科　目	配 分 基 準
託送収益	第13条の規定により整理された需要側送配電関連固定費および送配電関連可変費の合計額のこれらの合計額の合計額に占める割合。
事業者間精算収益	第13条の規定により整理された需要側送配電関連固定費および送配電関連可変費の合計額のこれらの合計額の合計額に占める割合。
電灯料（離島等供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）	第13条の規定により整理された需要側送配電関連固定費および送配電関連可変費の合計額のこれらの合計額の合計額に占める割合。
電力料（離島等供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）	第13条の規定により整理された需要側送配電関連固定費および送配電関連可変費の合計額のこれらの合計額の合計額に占める割合。
電力料（最終保障供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）	送配電関連可変費に整理。

（別紙５）

送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準
［第25条第５項関係］

基準託送供給料金について，以下のとおり設定する。

１．料金の種類

⑴　接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金

送配電関連設備の利用形態，使用期間に応じた原価の差異を勘案して，接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金を設定する。

また，接続送電サービス料金においては，送配電関連設備の利用状況を踏まえ，標準接続送電サービスに代えて選択できるサービス等を次のとおり設定する。

・　時間帯別接続送電サービス

昼間時間と夜間時間の送配電関連設備の利用状況の格差を勘案し，昼間と夜間の時間帯別料金を設定する。

・　定額接続送電サービス

低圧で供給し電灯または小型機器を使用する場合で，使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた定額制料金を設定する。

・　従量接続送電サービス

自己等への電気の供給において，ごく限られた時間のみ託送制度を利用することに配慮した従量料金を設定する。

なお，臨時接続送電サービス料金においては，電灯臨時接続送電サービス，動力臨時接続送電サービス，高圧臨時接続送電サービス，特別高圧臨時接続送電サービスならびに低圧で供給する場合に使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスを設定する。

⑵　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間または負荷移行先時間に発生する場合の取扱い

高圧で供給する場合または特別高圧で供給する場合で，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間または負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者と当社との協議が整ったときには，昼間時間または負荷移行元時間における最大の供給電力を上回る部分に応じて算定した割引額を，接続送電サービス料金の基本料金および電力量料金の合計から差し引くものとする。

⑶　系統連系受電サービス料金

送配電関連設備の利用形態を勘案して，系統連系受電サービス料金を設定する。

⑷　系統設備効率化割引

基幹系統の将来的な投資効率化効果および電気の潮流状況の改善に資する効果や特別高圧系統の将来的な投資効率化効果を踏まえ，割引対象変電所等および割引区分ならびに割引単価を定め，受電地点について当社が選定する連系変電所等が割引対象変電所等の場合は，割引区分に応じた割引額を算定し，系統連系受電サービス料金の基

本料金および電力量料金の合計から差し引くものとする。

２．料金制

料金は，需要または発電もしくは放電の規模に応じる基本料金と供給または受電した電気の量に応じる電力量料金とを組み合わせた二部料金制，従量料金制および定額制により設定する。

託送供給等約款変更認可申請書

令和５年12月１日

沖 縄 電 力 株 式 会 社

託送供給等約款変更認可申請書

沖電送送企発第12号
令和５年12月１日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

沖縄県浦添市牧港五丁目２番１号
沖　縄　電　力　株　式　会　社
代表取締役社長
社長執行役員　本永　浩之

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので，電気事業法第18条第１項の規定により申請します。

変更の内容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実施期日	令和６年４月１日

別　紙

託 送 供 給 等 約 款

令和６年４月１日実施

沖 縄 電 力 株 式 会 社

目　　次

Ⅰ　総　　則 ……1
1　適　　用 ……1
2　託送供給等約款の認可および変更 ……2
3　定　　義 ……2
4　代表契約者の選任 ……8
5　託送供給等に関する取扱い ……9
6　単位および端数処理 ……9
7　実　施　細　目 ……10
Ⅱ　契約の申込み ……11
8　契　約　の　要　件 ……11
9　検討および契約の申込み ……15
10　契約の成立および契約期間 ……23
11　託送供給等の開始 ……25
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 ……25
13　電気方式，電圧および周波数 ……25
14　発電場所および需要場所 ……27
15　供給および契約の単位 ……30
16　承　諾　の　限　界 ……33
17　契約書の作成 ……33
Ⅲ　料　　金 ……35
18　料　　金 ……35
19　接続送電サービス ……36
20　臨時接続送電サービス ……62
21　予備送電サービス ……71
22　系統連系受電サービス ……73
23　発電量調整受電計画差対応電力 ……78
24　接続対象計画差対応電力 ……79
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力 ……80
26　給電指令時補給電力 ……81
Ⅳ　料金の算定および支払い ……84
27　料金の適用開始の時期 ……84
28　検　　針　　日 ……84

29　料金の算定期間 …… 85
30　計　　量 …… 87
31　電力および電力量の算定 …… 88
32　損　失　率 …… 106
33　料 金 の 算 定 …… 107
34　支払義務の発生および支払期日 …… 110
35　料金その他の支払方法 …… 113
36　保　証　金 …… 116
37　連 帯 責 任 …… 118
Ⅴ　供　　給 …… 120
38　託送供給等の実施 …… 120
39　給電指令の実施等 …… 123
40　適正契約の保持等 …… 128
41　契 約 超 過 金 …… 129
42　力 率 の 保 持 …… 131
43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 132
44　託送供給等にともなう協力 …… 133
45　託送供給等の停止 …… 134
46　託送供給等の停止の解除 …… 135
47　託送供給等の停止期間中の料金 …… 136
48　違　約　金 …… 136
49　損害賠償の免責 …… 136
50　設 備 の 賠 償 …… 137
Ⅵ　契約の変更および終了 …… 138
51　契 約 の 変 更 …… 138
52　名 義 の 変 更 …… 140
53　契 約 の 廃 止 …… 140
54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… 142
55　解　約　等 …… 146
56　契約消滅後の債権債務関係 …… 148
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事 …… 150
57　受電地点，供給地点および施設 …… 150
58　架 空 引 込 線 …… 152

59　地 中 引 込 線 ……153
60　連 接 引 込 線 等 ……154
61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 ……155
62　引 込 線 の 接 続 ……155
63　計量器等の取付け ……156
64　通信設備等の施設 ……157
65　専 用 供 給 設 備 ……157
Ⅷ　**工 事 費 の 負 担** ……160
66　受電地点への供給設備の工事費負担金 ……160
67　受電用計量器等の工事費負担金 ……164
68　会社間連系設備の工事費負担金 ……165
69　供給地点への供給設備の工事費負担金 ……165
70　工事費負担金の申受けおよび精算 ……173
71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け ……175
72　臨 時 工 事 費 ……176
73　工事費等に関する契約書の作成 ……177
Ⅸ　**保　　安** ……178
74　保 安 の 責 任 ……178
75　保安等に対する発電者および需要者の協力 ……178
76　調　　査 ……179
77　調 査 等 の 委 託 ……179
78　調査に対する需要者の協力 ……179
79　検査または工事の受託 ……180
80　自家用電気工作物 ……180

附　　則 ……181

別　　表 ……245

Ⅰ　総　　則

１　適　　用

当社が，当社以外の小売電気事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

(1) 託　送　供　給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接　続　供　給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（沖縄県をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振　替　供　給

当社が契約者から小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

(2) 電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，特定

送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

２　託送供給等約款の認可および変更

(1) この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

(2) 当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

３　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1) 契　約　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2) 発 電 契 約 者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3) 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいい

ます。

(4) 発　　電　　者

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

(5) 需　　要　　者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

(6) 低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

(7) 高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

(8) 特　別　高　圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

(9) 受　電　地　点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10) 発　電　場　所

発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11) 供　給　地　点

当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12) 需　要　場　所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13) 会社間連系点

配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

⑭ 中　継　振　替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⑮ 地　内　振　替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⑯ 発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑰ 発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⑱ 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑲ 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑳ 接 続 受 電 電 力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

㉑ 接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

㉒ 接 続 供 給 電 力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

㉓ 接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量

をいいます。

⑵4 接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

⑵5 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

⑵6 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵7 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵8 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑵9 需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⑶0 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶1 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶2 ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶3 損　　失　　率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

⑶4 契　約　電　力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

⑶5 契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。

⑶6 同時最大受電電力

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。

⑶7 最大連系電力等

低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で受電する場合は，30分ごとの連系電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

⑶8 最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

⑶9 発電バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）⑱イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）⑲イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷0 需要バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）⑳に定める接続対象計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）㉑に定める接続対象計画差対応余剰電

力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

⑷1 需要抑制バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）⑵2に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）⑵3に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷2 電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

⑷3 小 型 機 器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

⑷4 動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

⑷5 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

⑷6 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

⑷7 定 期 検 査

電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。

⑷8 定 期 補 修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

⑷9 給 電 指 令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令す

ることをいいます。

⑸0 昼　間　時　間

毎日午前９時から午後11時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，１月４日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

⑸1 夜　間　時　間

昼間時間以外の時間をいいます。

⑸2 貿　易　統　計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

⑸3 離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年１月１日から３月31日までの期間，２月１日から４月30日までの期間，３月１日から５月31日までの期間，４月１日から６月30日までの期間，５月１日から７月31日までの期間，６月１日から８月31日までの期間，７月１日から９月30日までの期間，８月１日から10月31日までの期間，９月１日から11月30日までの期間，10月１日から12月31日までの期間，11月１日から翌年の１月31日までの期間または12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間といたします。）をいいます。

４　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に

対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

５　託送供給等に関する取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

６　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

(1) 契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(2) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

(3) 発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電

電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

(4) 力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(5) 料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

７　実　施　細　目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

８　契 約 の 要 件

(1) 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が当社または他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が当社の小売電気事業，特定送配電事業もしくは自己等への電気の供給の用に供するために使用し，または当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約

者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。

リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

(ﾊ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

(2)　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。

ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）(4)に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。

ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）(3)ロの場合を除き，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。

チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。

リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。

ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。

なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理する権利を付与いたします。

(3) 発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気

設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。

ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。

ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。

(4) 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(ｲ) 需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

(ﾛ) (ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ﾊ) 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ﾆ) 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

(ﾎ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需

要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が30（計量）(3)に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

(1) 受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧また

は特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(ｲ) 接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

(ﾛ) 振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供　給　地　点

e　振替供給の開始希望日

(ﾊ) 発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

h　発電量調整供給の希望契約期間

ハ　検討期間および調査料

(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。

(ﾛ)　当社は，１受電地点１検討につき22万円を調査料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，調査料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，調査料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

(2) 供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 契　約　電　力

(ﾊ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾆ) 負荷設備または主開閉器

(ﾎ) 接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備または契約電力については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討(以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。)をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾊ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(4) 契約の申込み

契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約

者は，(1)ロ(ハ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）(2)ホに定める要件を満たすことを証明する文書および８（契約の要件）(2)ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）(4)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下，「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）

を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第13条第２項第10号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ﾆ) 契　約　電　力

(ﾎ) 契約受電電力

(ﾍ) 希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

(ﾄ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ) 連　絡　体　制

(ﾙ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間

なお，負荷設備および契約電力については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以

降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

(ｲ) 連　絡　体　制

(ﾛ) 当社が小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号

(ﾛ) 契約受電電力および同時最大受電電力

(ﾊ) 発電量調整受電計画電力

(ﾆ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾎ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾍ) 連　絡　体　制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力

(ﾊ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電

計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロ

(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

(ﾙ) 連　絡　体　制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

(5) 当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）の利用に係る事項について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

(6) 当社は，受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項の提出に

ともなって必要となる事項に関する契約(以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

(7) 当社は,受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項について,当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

10　契約の成立および契約期間

(1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は,需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに,それぞれ成立いたします。

(2) 契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

(ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

(ﾛ) 契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。

ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

(1) 当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

(2) 当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1) 受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相２線式，交流単相３線式または交流３相３線式
	高圧または特別高圧	交流３相３線式

(2) 供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3) 受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所ま

たは需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50 キロワット未満	標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上 2,000 キロワット未満	標準電圧 6,000 ボルト
	2,000 キロワット以上	標準電圧 20,000 ボルトまたは 60,000 ボルト

(4) 供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50 キロワット未満	標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上	標準電圧 6,000 ボルト

なお，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし，契約設備電

力の合計が50キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

(5) 受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

(6) 周波数は，標準周波数60ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

(1) 当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。

イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(ｲ) 居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ﾛ) 居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

(ﾊ) 居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。

(2) 隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。

(3) 道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。

(4) (1)に定める１構内，(1)イに定める１建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所(以下「原需要場所等」といいます。)

において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

(ｲ) 非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ﾛ) 当社が特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

(1) 当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾛ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾊ) 高圧臨時接続送電サービス

(ﾆ) 特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

(ﾛ) 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その

他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

(2) 接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

(3) 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。

(4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，１系統連系受電契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごと

に発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。

(5) 需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要

場所および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16 承 諾 の 限 界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17 契 約 書 の 作 成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託

送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料　　金

料金は，次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)，(ﾎ)または(ﾍ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

(ｲ) 検　　針　　日

(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合は，その供給地点の属する検針区域の検針日

(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合は，応当日

(ﾆ) 28（検針日）(5)の場合は，実際に検針を行なった日

(ﾎ) 契約者が供給地点を消滅させる場合は，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾍ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合は，電力量または最大需要電

力等が協議によって定められた日

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3) 発電者に係る料金

イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。

ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。

(ｲ)　検　　針　　日

(ﾛ)　28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日

(ﾊ)　発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾆ)　31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日

ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。

(4) 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

(1) 適　用　範　囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

(2) 接続送電サービス契約電力

電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

(ｲ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含

む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾊ) (ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)を適用いたしません。また，(ﾛ)の適用後１年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。

(ﾆ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間に限り，段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。この場合には，あらかじめ電気使用計画書を提出していただきます。

ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(3) 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　契 約 負 荷 設 備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 電　灯　料　金

ｉ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといた

します。

10 ワットまでの１灯につき	48 円 68 銭
10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき	97 円 35 銭
20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき	194 円 70 銭
40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき	292 円 04 銭
60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき	486 円 74 銭
100 ワットをこえる１灯につき 100 ワットまでごとに	486 円 74 銭

ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

ⅲ　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b) 小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50 ボルトアンペアまでの１機器につき	145 円 20 銭
50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの１機器につき	290 円 39 銭
100 ボルトアンペアをこえる１機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	290 円 39 銭

e　そ　　の　　他

特別の事情がある場合は,契約者と当社との協議によって,(ﾛ) a (c),(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス(自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。) を適用することがあります。

(ﾛ) 電灯標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で,次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７〔契約負荷設備の総容量の算定〕によって総容量を定めます。）に次の係数を乗じてえた値が原則として50キロワット未満であること。

最初の 50 キロワットにつき	80 パーセント
50 キロワットをこえる部分につき	70 パーセント

(b) １需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，(a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が原則として50キロワット未満であること。

(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，１需要場所における(a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は,需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は,基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし,電力量料金は,別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まった

く電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

１接続送電サービスにつき	304 円 58 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	11 円 54 銭

(ﾊ) 電灯時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　契 約 負 荷 設 備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘ

によって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

１接続送電サービスにつき	304 円 58 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	12 円 53 銭

ii　夜　間　時　間

１キロワット時につき	10 円 46 銭

(ﾆ) 電灯従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　契 約 負 荷 設 備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は,その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整)(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	16 円 52 銭

(ﾎ) 動力標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で,次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

(b) １需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は,(ﾛ) a (a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が原則として50キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，１需要場所における(ﾛ) a (a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，

当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｉ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	797 円 20 銭

ii　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	653 円 71 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	7 円 59 銭

(c) そ　　の　　他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　そ　　の　　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別

表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	797 円 20 銭

ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	653 円 71 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	8 円 23 銭

ⅱ　夜　間　時　間

1キロワット時につき	6円90銭

(c) そ　の　他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　そ　の　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ト)　動力従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ホ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1キロワット時につき	20円66銭

d　そ　　の　　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(ｲ) 高圧標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによ

って算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	713 円 93 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	4 円 59 銭

(ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボル

トといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	713 円 93 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ 昼 間 時 間

１キロワット時につき	5 円 02 銭

ii 夜 間 時 間

１キロワット時につき	4 円 14 銭

(ハ) 高圧従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回

る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	16円28銭

ハ　特別高圧で供給する場合

(ｲ) 特別高圧標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まった

く電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	472 円 49 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	3 円 32 銭

(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場

合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	472 円 49 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	3円61銭

ⅱ　夜　間　時　間

１キロワット時につき	3円00銭

(ﾊ) 特別高圧従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	11円07銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

(ｲ)　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前９時から午後11時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表６（平均力率の算定）によるものといたします。

なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。

(ﾛ)　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ　そ　　の　　他

(ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下

「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾊ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾆ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ﾎ) 当社は，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(4) １年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額から，イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額

といたします。

ピークシフト割引額　＝　次に定める割引単価　×　ハに定めるピークシフト電力

ピークシフト電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	606 円 85 銭
	特別高圧で供給する場合	401 円 62 銭

ロ　昼間時間最大電力

１年間を通じての昼間時間における最大の接続供給電力（以下「昼間時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，(2)イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

ハ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該

供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。

また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \text{適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力} - \text{当該供給地点の昼間時間最大電力}$$

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ニ　１年間を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。

20　臨時接続送電サービス

(1) 適　用　範　囲

契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業

または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復利用するものには適用いたしません。

(2) 臨時接続送電サービス契約電力

電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次のａの係数を乗じてえた値の合計にｂの係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力の算定方法）に準じて算定いたします。

ａ　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	100 パーセント
	次の２台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

ｂ　ａによってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	100 パーセント
次の 14 キロワットにつき	90パーセント
次の 30 キロワットにつき	80パーセント
50 キロワットをこえる部分につき	70パーセント

(ﾛ) 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービス契約電力は，需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに定めます。

(3) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次によって算定された金額といたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	4 円 29 銭
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	8 円 59 銭
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	8 円 59 銭
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	85 円 90 銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	85 円 90 銭

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 使用する電灯または小型機器について19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)を適用した場合の値が原則として50キロワット未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) d (a)において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) d (b)において適用される該当電力量料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。

また，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整)(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５(離島ユニバーサルサービス調整)(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	109 円 74 銭

d　そ　　の　　他

当社が適当と認める場合には,動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ニ) 動力臨時接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で,臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ,50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は,基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本

料金は，半額といたします。

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ) 適　用　範　囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

(ロ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

(ハ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)にお

いて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適　用　範　囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電　力　量　料　金

電力量料金は,その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ　そ　　の　　他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(4) そ　　の　　他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。

ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

(1) 適　用　範　囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で,19(接続送電サービス)を利用される契約者または発電契約者が受電地点または供給地点ごとに予備

電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2) 予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。

(3) 予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用の電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするた

めに修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	124 円 94 銭
	特別高圧で供給する場合	83 円 16 銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	152 円 06 銭
	特別高圧で供給する場合	107 円 26 銭

(4) 力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。

(5) そ　の　他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

ハ　契約者または発電契約者が希望される場合は，受電地点または供給地点ごとに予備送電サービスＡと予備送電サービスＢとをあわせて利用することができます。

ニ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，接続供給の場合は19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。

22　系統連系受電サービス

(1) 適　用　範　囲

当社以外の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。

(2) 系統連系受電課金対象電力

各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

(ｲ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ) 臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ) 電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７〔契約負荷設備の総容量の算定〕によって総容量を定めます。）1,000ワット

(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）1,000ボルトアンペア

(ﾆ) 附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

ただし，(ﾛ)または(ﾊ)によってみなした接続送電サービス契約電力の単位は，最小位までといたします。

(3) 系統連系受電サービス料金

系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。

イ 基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。

系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	69 円 95 銭

ロ 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	24 銭

ハ　系統設備効率化割引

系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。

(ｲ) 適　　用

a　系統設備効率化割引Ａ

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ａ－１，Ａ－２またはＡ－３に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

b　系統設備効率化割引Ｂ

低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ﾛ) 系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。

a　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

(a)　受電電圧が標準電圧60,000ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	16 円 50 銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	4 円 26 銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	2 円 13 銭

(b)　(a)以外の場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	16 円 50 銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	8 円 51 銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	4 円 26 銭

b　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－１の場合	51 円 07 銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－２の場合	26 円 19 銭

(ハ)　系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は，(2)の系統連系受電課金対象電力に(ﾛ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。

ニ　そ　　の　　他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

23　発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の

規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ) 適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

24　接続対象計画差対応電力

(1) 適　　用

39(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(ｲ) 適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえ

られる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ﾛ　接続対象計画差対応余剰電力

(ｲ) 適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

25　需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電

気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ﾛ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ) 適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

26　給電指令時補給電力

(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適　用　範　囲

39(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

(2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適　用　範　囲

39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を

加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

28　検　　針　　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

(1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。

なお，高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。

また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。

(2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺っ

た日に検針を行なったものといたします。

(3) 当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

(4) 当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　その他特別の事情がある場合

(5) (3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

(6) (4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

(7) (4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

29　料金の算定期間

(1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期

間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2) 系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

(3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１

日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

30 計　　量

(1) 当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で,30分単位で計量いたします。

また,受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は,30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

(2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。

なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じ

て行ないます。

(3) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

31　電力および電力量の算定

(1) 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

(2) 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，30分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

(3) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(4) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，

発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

(5) 接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(6) 接続受電電力量

接続受電電力量は，30分ごとの⑿の接続対象計画電力量といたします。

(7) 接続供給電力

接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

(8) 接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

(9) 接続対象電力

接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(10) 接続対象電力量

接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(イ)または(ロ)により算定された値といたします。

(ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

$$\left(\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right) - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(11)　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(12)　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

⑿ 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，⒁の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⒁ 需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値

(ｲ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝　０

(ﾛ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を

差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量

$$= \text{ベースライン} - \left(\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right)$$

(ハ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量

$$= \text{ベースライン} - \left(\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right)$$

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

(15) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(16) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電

気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

⑰ ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

⑱ 発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ) (2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(ﾛ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c　39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。

a　39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)ニの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，

39(給電指令の実施等)(2)ニによる出力抑制対象電力量とし,39(給電指令の実施等)(2)イ,ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は,次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	39(給電指令の実施等)(2)ニによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

b　ファーム電源に対して,39(給電指令の実施等)(2)イ,ロまたはヘの場合の給電指令等および39(給電指令の実施等)(2)ホの場合の給電指令等により,同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が,39(給電指令の実施等)(2)ホによる出力抑制対象電力量(39〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。)を下回る場合

39(給電指令の実施等)(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は,次の式により算定された値とし,39(給電指令の実施等)(2)イ,ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は,零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が,39(給電指令の実施等)(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39(給電指令の実施等)(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は,39(給電指令の実施等)(2)ホによる出力抑制対象電力量とし,39(給電指令の実施等)(2)イ,ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量

は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

d　39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

e　39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2) ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量	－	39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

⑲ 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，

(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量	＝	発電量調整受電電力量	－	発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量	＝	発電量調整受電電力量	－	発電量調整受電計画電力量

⑳ 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算

定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

⑵1 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

⑵2 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⑴4の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑴6の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑴4イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要

場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⑭ロを適用している場合で，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

$$= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{\text{1－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$$

⑬ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

⑭ 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

⑮ 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ

契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑵6 28（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。

⑵7 15（供給および契約の単位）(1)において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。

⑵8 その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

⑵9 計量器の故障等により電力量，最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表９（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

32 損　失　率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	6.4パーセント
高圧で供給する場合	2.6パーセント
特別高圧で供給する場合	0.6パーセント

33 料 金 の 算 定

(1) 送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合

ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ホ　29（料金の算定期間）(1)イの場合で供給側検針期間の日数がその供給側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ヘ　29（料金の算定期間）(1)ロの場合で供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ト　29（料金の算定期間）(2)イの場合で受電側検針期間の日数がその受電側

検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

チ　29（料金の算定期間）(2)ロの場合で受電側計量期間の日数がその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

(2) 当社は，(1)ロ，ハ，ニ，ホ，ヘ，トまたはチの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし，(1) ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

(3) (1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(4) (1)ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約

者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(5) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

(6) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力量の算定）㉕の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

(7) 29（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，供給側計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。

(8) 29（料金の算定期間）(2)ロの場合は，(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，受電側計量期間の日数といたします。ただし，発電契約者が受

電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。

(9) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

(10) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

(11) 供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

34　支払義務の発生および支払期日

(1) 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。

(2) 系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。

(3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合，31（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

(4) (1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　55（解約等）(1)により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合

(5) 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお，(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。

(6) 当社は，(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

35　料金その他の支払方法

(1) 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契

約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3) 発電者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。

なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

(ｲ) 発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合

(ﾛ) 発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。

(ﾊ) その他当社が必要と認めた場合

ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。

(ｲ) イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。

(ﾛ) ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。

ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。

ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。

(4) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(5) 当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

36 保　証　金

(1) 契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(ｲ) 料金の支払いの延滞があった場合

(ﾛ) 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，

接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，40（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ハ) 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(2) 発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(3) 発電者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受

電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(4) 需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

37　連　帯　責　任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送

電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

38　託送供給等の実施

(1) 接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。

(2) 振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

(3) 発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

(4) 需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表12(需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン)のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

39　給電指令の実施等

(1) 当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

(2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ニ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

(3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ニ，ホまたはヘのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

(4) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

(5) 当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ニ，ホまたはヘの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(6) 当社は，(2)イ，ロ，ニ，ホ，ヘまたは(3)によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，(2)ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当

社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または(2)への場合(低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット未満となるとき。

(ｲ) 割 引 の 対 象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33 (料金の算定) (1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ) 割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合

(ｲ) 割 引 の 対 象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33 (料金の算定) (1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ) 割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

(ハ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　　式）

ａ　発電量調整受電電力を制限した場合

Ｈ’＝　Ｈ×（Ｄ－ｄ）／Ｄ

Ｈ’＝　修正時間

Ｈ　＝　制限時間

Ｄ　＝　当該受電地点の同時最大受電電力

ｄ　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値

ｂ　発電量調整受電電力量を制限した場合

Ｈ’＝　Ｈ×（Ａ－Ｂ）／Ａ

Ｈ’＝　修正時間

Ｈ　＝　制限時間

Ａ　＝　制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量

Ｂ　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量

ｃ　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(7) (6)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。

(8) 当社は，(2)または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

(9) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。

⑽ 当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

40　適正契約の保持等

(1) 当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(3) 当社は，31（電力および電力量の算定）⑽もしくは⑵ によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）⑻イもしくは⑼イによって算定された値が著しく大きい場合，31(電力および電力量の算定)⑻ロもしくは⑼ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）⑿もしくは⒀によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）⑺のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状

態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

41 契 約 超 過 金

(1) 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの(ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

(2) 発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。

(ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７〔契約負荷設備の総容量の算定〕

によって総容量を定めます。）1,000ワット

(ﾊ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）1,000ボルトアンペア

(ﾆ)　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

ただし，(ﾛ)または(ﾊ)によってみなした接続送電サービス契約電力の単位は，最小位までといたします。

(3)　契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。

イ　契約者の場合

契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

ロ　発電者の場合

同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

42　力 率 の 保 持

(1) 低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨

時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

(2) 高圧または特別高圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(1) 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査

(2) 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

(3) 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

(4) 計量器の検針または計量値の確認

(5) 45（託送供給等の停止），53（契約の廃止）または55（解約等）により必要な処置

(6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

44 託送供給等にともなう協力

(1) 発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は,その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

(2) 発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

45　託送供給等の停止

(1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　62（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

(2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者,発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には,当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

(3) 契約者,発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し,当社が契約者,発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で,40(適正契約の保持等)に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合(19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。)

(4) 発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

(5) (1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において,託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

46　託送供給等の停止の解除

45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を

解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

47　託送供給等の停止期間中の料金

45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

48　違　　約　　金

(1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として託送供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　45（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合

(2) (1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

(3) 不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

49　損害賠償の免責

(1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理

由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(2) 45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または55（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(3) 45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が55（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(4) 当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。

50 設 備 の 賠 償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

(1) 修理可能の場合

修理費

(2) 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

51　契 約 の 変 更

(1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

(2) 契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。

ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。

イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

(ｲ) 当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。

(ﾛ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により

契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

(3) 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

(4) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

52 名 義 の 変 更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または系統連系受電契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

53 契 約 の 廃 止

(1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量

調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

(2) 当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。

(3) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(4) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続

供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

(5) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

(1) 次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 低圧で供給する場合

a　契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受

けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，19（接続送電サ

ービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービ

ス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ﾊ) 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ﾛ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ﾛ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用

されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。

(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。

55 解　約　等

(1) 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(ｲ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾛ) 発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。

(ﾊ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整

供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾆ) 料金以外の債務を支払われない場合

(ﾎ) 当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(ｲ) ８（契約の要件）を欠くに至った場合

(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

(ﾄ) その他この約款に反した場合

(2) 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給

を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(3) 発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

(4) 発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。

なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(5) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

56　契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，

振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

57　受電地点，供給地点および施設

(1) 受　電　地　点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(ｲ) 山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ﾛ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ﾊ) １建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ﾆ) 59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合

(ﾎ) その他特別の事情がある場合

(2) 供　給　地　点

イ　接続供給の場合

(ｲ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ﾛ) 供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将

来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

(3) 受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(4) 付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

(5) 特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

58 架 空 引 込 線

(1) 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

(2) 引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

(3) 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

(4) 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は,託送供給のために施設する場合は,契約者の負担により,契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には,当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

(5) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または

撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

59 地 中 引 込 線

(1) 架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

(2) (1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

(3) 地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

(4) 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

60　連接引込線等

(1) 当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備と

の接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

(2) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。

62　引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

63　計量器等の取付け

(1) 料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の２次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

(2) 計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

(3) 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

(4) 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

(5) 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

(6) 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

64 通信設備等の施設

(1) 給電指令上必要な通信設備等は，当社の所有とし，工事費負担金として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

(2) 通信設備等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，通信設備等の施設場所については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(3) 契約者または発電契約者の希望によって，通信設備等の施設場所を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

(4) 系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

65 専用供給設備

(1) 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ　44（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

(2) (1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

(3) (2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(4) (1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(5) 当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いず

れの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

Ⅷ　工事費の負担

66　受電地点への供給設備の工事費負担金

(1) 受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表14（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ(工事費の負担)の各項において,受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい,開閉所および蓄電所は,変電所とみなします。

(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ)　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工

事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，aおよびｂの金額

a　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額

ただし，この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)aただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，aにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力１キロワットにつき	3,630円00銭

ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にと

もなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(ｲ)，(ﾛ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(5) 工事費の算定

(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。

(ｲ) 標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ﾛ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾊ) 土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ニ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ホ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ヘ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(イ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \quad \times \quad \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ロ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \quad \times \quad \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$$

ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　(2)イ(ハ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

(7) 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

67　受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

68　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

69　供給地点への供給設備の工事費負担金

(1) 供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(ｲ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,410 円 00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	27,170 円 00 銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する

場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(1)イ(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ﾊ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

架空供給側接続設備の超過こう長

$$= \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長} \right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ﾛ　特別高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給

を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

ａ　工　　事　　費

(a) 架空供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧 20,000 ボルトで供給する場合	605 円 00 銭
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	176 円 00 銭

なお，標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。

(b) 地中供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧 20,000 ボルトで供給する場合	880 円 00 銭
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	572 円 00 銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

ｂ　当 社 負 担 額

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	5,500 円 00 銭

(ﾛ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が

供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(ｲ) 供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ﾛ) 供　給　地　点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ﾊ) 工 事 こ う 長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスの契約負荷設備の総容量

(ﾛ) 契　約　電　力

なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における契約負荷設備の総容量等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ﾍ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(ｲ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工

事費を差し引いた金額といたします。

(ﾛ) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(4) 工事費の算定

(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また，算定にあたっては，次のとおりといたします。

(ｲ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾛ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾊ)　架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾆ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ﾎ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

(ﾍ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，72（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　低圧または高圧で供給する場合で，(2)イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設

計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数}-\text{予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。

ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ) 高圧で供給する場合

(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ﾛ) 特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設

備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

チ　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

70　工事費負担金の申受けおよび精算

(1) 当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお，9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は,系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

(2) 工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

(ﾛ) その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　66（受電地点への供給設備の工事費負担金），67（受電用計量器等の工事費負担金），68（会社間連系設備の工事費負担金），69（供給地点への供

給設備の工事費負担金）(2)（69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ﾛ) 特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

(3) 当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

(4) 当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

(5) 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

(6) 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

(1) 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

72 臨 時 工 事 費

(1) 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から,その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を,臨時工事費として,契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

また,特別高圧で供給する場合，原則として,撤去後の資材のうち変圧器,開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

(2) 臨時工事費を申し受ける場合は，69（供給地点への供給設備の工事費負担

金）の工事費負担金は申し受けません。

(3) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(4) 臨時工事費の精算は，70（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。

73　工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

74 保 安 の 責 任

当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

75 保安等に対する発電者および需要者の協力

(1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

(2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。

(3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(4) 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

76 調　　査

(1) 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(2) 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点　　検

(3) 当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書により，原則として調査時に行ないます。

77 調査等の委託

(1) 当社は，76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

(2) 当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

78 調査に対する需要者の協力

(1) 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

(2) 当社は，76（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

79　検査または工事の受託

(1) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

(2) (1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

(3) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

(4) (3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

80　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

(1) 76（調　　査）

(2) 77（調査等の委託）

(3) 78（調査に対する需要者の協力）

(4) 79（検査または工事の受託）

附　　則

１　実　施　期　日

この約款は，令和６年４月１日から実施いたします。

２　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流３相３線式標準電圧3,000ボルトまたは13,800ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，3,000ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，13,800ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

３　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1) 適　用　範　囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(ｲ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）（以下「揚水最大電力」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力（以下「その他最大電力」といいます。）

(ﾛ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2) 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) d，(ﾊ) d，(ﾆ) d，(ﾎ) c，(ﾍ) c，(ﾄ) c，ロ(ｲ) c，(ﾛ) c，(ﾊ) c，ハ(ｲ) c，(ﾛ) c もしくは(ﾊ) c，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c，(ﾆ) c，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ハにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(ｲ) 接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。

$$\text{接続供給課金対象電力} = \text{揚水最大電力} \times \text{揚水等損失率} + \text{その他最大電力}$$

(ﾛ) 接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

$$\text{接続供給課金対象電力量} = \text{揚水等接続供給電力量} \times \text{揚水等損失率} + \text{その他接続供給電力量}$$

ロ　１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力およびその他最大電力ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ　　の　　他

(ｲ) 19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ﾛ) 20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービス

を適用いたします。

(3) 電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）

は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(4) 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量

器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

４　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

(1) 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

(2) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されるこ

とにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，51（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。

(4) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

(5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシング

グループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2) ニの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補

給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 29（料金の算定期間）

(ﾛ) 33（料金の算定）

(ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 35（料金その他の支払方法）

(ﾎ) 36（保証金）

(ﾍ) 48（違約金）

(ﾄ) 55（解約等）

ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行い，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要

となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといた

します。

(ｲ) 29（料金の算定期間）

(ﾛ) 33（料金の算定）

(ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 35（料金その他の支払方法）

(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(ｲ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

(9) その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。

5　離島についての特別措置

(1) 系統連系受電サービス料金

電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島(以下「離島」といいます。)における系統連系受電サービス料金の基本料金は，22（系統連系受電サービス）(3)イにかかわらず，次のとおりといたします。

系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	特別高圧系統のある離島（宮古島，池間島，大神島，来間島，伊良部島，下地島，石垣島，竹富島，西表島，鳩間島，由布島，小浜島，黒島，新城島（上地），新城島（下地））	67 円 60 銭
	特別高圧系統のない離島（粟国島，渡名喜島，久米島，奥武島，オーハ島，北大東島，南大東島，多良間島，水納島，波照間島，与那国島）	67 円 58 銭

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島(以下「離島」といいます。)における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整

受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	38円90銭

ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。

(3) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	19円84銭

6　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1) 低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については,次のとおりといたします。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

(2) 発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，高圧または特別高圧で受電する場合の最大連系電力等は，原則とし

て，発電量調整受電電力の最大値といたします。

８　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

(1)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

(2)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

９　損害賠償の免責についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，49（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

10　みなし小売電気事業者についての特別措置

この約款実施の際現に改正前の電気事業法附則第２条において，改正後の電気事業法第２条の２の登録を受けたものとみなされた小売電気事業者における需要抑制量調整供給に係る取り扱いは，この約款における契約者とみなして取り扱います。

11　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

(1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適 用 範 囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(ｲ) 軽負荷期（毎年１月１日から４月30日までおよび11月１日から12月31日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日または「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，１月４日，12月30日および12月31日の午前９時から午後５時までの時間

(ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要

者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

また，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときの昼間時間最大電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，(ｲ)とし，ピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ハにかかわらず，(ﾛ)といたします。

(ｲ) 昼間時間最大電力

昼間時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ(ｲ)または(ﾛ)の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30

分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。

また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ(ｲ)または(ﾛ)の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \text{適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力} - \text{当該供給地点の昼間時間最大電力}$$

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピ

ークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。

ホ　そ　の　他

(ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

(2)　１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前９時から午後５時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前９時から午後５時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト

割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうハのピークシフト電力は，(ﾊ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) 負荷移行元時間最大電力

１年間を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における最大の接続供給電力（以下「負荷移行元時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

(ﾊ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送

電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。

また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \begin{array}{c}\text{適用の対象とする供給地点の}\\ \text{接続送電サービス契約電力}\end{array} - \begin{array}{c}\text{当該供給地点の}\\ \text{負荷移行元時間}\\ \text{最大電力}\end{array}$$

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ニ) １年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。

(ﾎ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ニに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ニに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ﾛ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4) イにいうハのピークシフト電力は，(ﾊ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) 負荷移行元時間最大電力

１年間を通じての負荷移行元時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からそ

の30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

(ハ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。

また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \text{適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力} - \text{当該供給地点の負荷移行元時間最大電力}$$

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等

から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾆ) １年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。

ハ 附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロまたはイ(ﾊ)もしくはロ(ﾊ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力およびその他最大電力ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

12 再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，

電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）(1）にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，調査料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

13　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

(1) 代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供

給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

(2) 契 約 の 要 件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

(ｲ) 需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ﾛ) 需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しよう

とするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3) 供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

(4) 料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，39(給電指令の実施等)(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電

量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

39(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a) 適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対

応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a) 適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量(配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。)が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量(配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。)が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約

款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適　用　範　囲

39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

(ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適　用　範　囲

39（給電指令の実施等）(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用い

たします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は,託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格(売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源(配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については,当該契約によるものといたします。

(5) 電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)に

かかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）⑯にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン） に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，31（電力および電力量の算定）⑰にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(ｲ) 30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みま

す。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c　39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施

したとき。

(ハ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39

（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合

の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引い

た値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

d　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引い

た値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

e　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量	－	39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給

を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）⑵1にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量　＝　接続対象計画電力量　－　接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）⑵2にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑴4イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなし

ます。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} - \text{需要抑制量調整受電電力量}$$

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

$$= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$$

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）㉓にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量	＝	需要抑制量調整受電電力量	－	需要抑制量調整受電計画電力量

(6) 託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7) 解　　約　　等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）（１）ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める

接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給

条件は次のとおりといたします。

(ｲ) 発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ﾛ) インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必

要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ﾆ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9) 離島についての特別措置

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) a (c)，(4)ロ(ﾛ) a (c)，(4)ハ(ﾛ) a (c)または(4)ニ(ｲ) d もしくは(4)ニ(ﾛ) d にかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	38 円 90 銭

ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する

契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) b (c)，(4)ロ(ﾛ) b (c)または(4)ハ(ﾛ) b (c)にかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	19 円 84 銭

(10) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

14　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

(1) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価(以下「回避可能費用単価」といいます。)に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第

１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

(3) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

15　系統連系受電サービス等についての特別措置

(1) 発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに41（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。

なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび41（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。

また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）(3)

イの基本料金および22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，１月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。

イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(イ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ロ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ハ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

ロ　イ(イ)，(ロ)または(ハ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。

当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(2) (1)の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。

なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。

また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(3) 発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条

件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。

(ｲ) 22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

(ﾛ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。

a　41（契約超過金）(2)イ(ｲ)またはロ(ｲ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

b　41（契約超過金）(2)イ(ﾛ)またはロ(ﾛ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。

(4) 契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適　用　範　囲

原則として，令和６年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。

ロ　系統連系受電サービス料金等

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。

(ｲ) 系統連系受電課金対象電

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(ﾛ)　発電量調整受電電力量

a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。

b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。

なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。

(ﾊ)　契約超過受電電力

a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

(a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。

(5)　揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発

電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。

イ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。

ロ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合

発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。

(6) 発電設備等に係る供給地点において当社との電気の需給契約を締結している場合は，次のとおりといたします。

イ　18（料金）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。

ロ　22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，次のとおりといたします。

(ｲ) 当社との電気の需給契約において，定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。

(ﾛ) 当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。

(ﾊ) 当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給

契約（(ｲ)または(ﾛ)の場合を除きます。）における契約負荷設備の総容量を電灯標準接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量，電灯時間帯別接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量，電灯従量接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量または電灯臨時接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。

ハ　39（給電指令の実施等）(6)において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。

ホ　53（契約の廃止）(4)または55（解約等）(5)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。

(7) 令和６年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。

イ　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

都道府県	市町村
沖縄県	那覇市，宜野湾市，浦添市，糸満市，沖縄市，豊見城市，読谷村，嘉手納町，北谷町，北中城村，西原町，与那原町，南風原町，八重瀬町

ロ　受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

16　令和７年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置

この約款実施の日から令和７年３月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，39（給電指令の実施等）(8)または(9)にかかわらず，次のとおりといたします。

(1) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，へまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

(ｲ) 割 引 の 対 象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ) 割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

(ｲ) 割 引 の 対 象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ) 割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　　式）

ａ　接続供給電力を制限した場合

Ｈ’＝　Ｈ×（Ｄ－ｄ）／Ｄ

Ｈ’＝　修正時間

Ｈ　＝　制限時間

Ｄ　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送

電サービス契約電力

d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b　接続供給電力量を制限した場合

H’＝　H×（A－B）／A

H’＝　修正時間

H　＝　制限時間

A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量

B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(2) (1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

(3) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

17　料金についての切替措置

令和６年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。

なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における令和６年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

別　　表

1　契約設備電力の算定

契約設備電力は，原則として，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

ただし，これによりがたい場合は，主開閉器の定格電流にもとづき別表３（契約電力の算定方法）に準じて算定いたします。

2　系統設備効率化割引の対象変電所等

(1) 系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割 引 区 分	割引対象変電所等
Ａ－１	友寄変電所，西那覇変電所，北那覇変電所，牧港第一変電所
Ａ－２	西原変電所
Ａ－３	－
Ｂ－１	友寄変電所，高安変電所，小禄変電所，那覇変電所，東町変電所，壺川変電所，松尾変電所，古波蔵変電所，真玉橋変電所，上間変電所，与那原変電所，繁多川変電所，牧志変電所，久茂地変電所，西那覇変電所，泊変電所，曙変電所，勢理客変電所，宮城変電所，城間変電所，北那覇変電所，安室変電所，小那覇変電所，前田変電所，南上原変電所，安谷屋変電所，渡口変電所，瑞慶覧変電所，桑江変電所，北谷変電所，島袋変電所，中の町変電所，高原変電所，知花変電所，天願変電所，座喜味変電所，伊良皆第一変電所，屋良変電所，伊波変電所，新金武変電所，新名護変電所，伊平変電所
Ｂ－２	糸満変電所，阿波根変電所，与根変電所，南風原変電所，大名変電所，浦添変電所，牧港第一変電所，大山変電所，普天間変電所，美里変電所，中城湾変電所，喜仲変電所，与勝変電所，仲石変電所，石川変電所，冨着変電所，恩納変電所，安富祖変電所，喜瀬変電所，名護変電所，久松配電塔，石垣配電塔，登野城配電塔，名蔵配電塔，石垣第二発電所，竹富配電塔，小浜配電塔，西表東変電所，上原配電塔，伊原間変電塔

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として令和10年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします 。

(2) 系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ (1)の割引区分は，10 (契約の成立および契約期間) (1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として令和10年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

また，令和６年３月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場

所については，原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，(1)の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ　令和６年４月１日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－１	Ａ－１，Ａ－２，Ａ－３または割引対象外	Ａ－１
Ａ－２	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２，Ａ－３または割引対象外	Ａ－２
Ａ－３	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２	Ａ－２
	Ａ－３または割引対象外	Ａ－３
Ｂ－１	Ｂ－１，Ｂ－２または割引対象外	Ｂ－１
Ｂ－２	Ｂ－１	Ｂ－１
	Ｂ－２または割引対象外	Ｂ－２

３　契約電力の算定方法

19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)の場合の契約電力は，次により算定したものに，力率（100パーセントといたします。）を乗じてえた値といたします。

(1) 供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

(2) 供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

(1) 照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力(ワット)
高力率型	管灯の定格消費電力(ワット)×150パーセント	管灯の定格消費電力(ワット)×125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力(ワット)×200パーセント	

ロ　ネ オ ン 管 灯

2次電圧(ボルト)	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力(ワット)
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ(ミリメートル)	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力(ワット)
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

ニ　水　　銀　　灯

出力 （ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力(ワット)
	高力率型	低力率型	
40 以下	60	130	50
60 以下	80	170	70
80 以下	100	190	90
100 以下	150	200	130
125 以下	160	290	145
200 以下	250	400	230
250 以下	300	500	270
300 以下	350	550	325
400 以下	500	750	435
700 以下	800	1,200	735
1,000 以下	1,200	1,750	1,005

(2) 誘 導 電 動 機

イ　単相誘導電動機

(ｲ) 出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ) 出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力 （ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35 以下	―	160	出力（ワット）× 133.0 パーセント
45 以下	―	180	
65 以下	―	230	
100 以下	250	350	
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1,200	
750 以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

契約負荷設備	換算容量（入力〔キロワット〕）		
低圧誘導電動機	出力（馬力）	×	93.3 パーセント
	出力（キロワット）	×	125.0 パーセント
高圧誘導電動機	出力（馬力）	×	87.8 パーセント
	出力（キロワット）	×	117.6 パーセント

(3) レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別 （携帯型および移動型を含みます。）	最高定格 管 電 圧 （ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ）	管電流 （短時間定格電流） （ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ）	換算容量 （入力） （ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）
治療用装置			定格１次最大入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）の値といたします。
診察用装置	95 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1
		20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1.5
		30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	2
		50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 100 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	3
		100 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	4
		200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	7.5
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	10
	95 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 100 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	6
		300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	8
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	13.5
	100 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 125 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	9.5
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	16
	125 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	11
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	19.5
蓄電器放電式 診察用装置		コンデンサ容量 0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下	1
		コンデンサ容量 0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下	2
		コンデンサ容量 1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 3 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下	3

(4) 電 気 溶 接 機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

$$\text{入力（キロワット）} = \text{最大定格１次入力（キロボルトアンペア）} \times 70\ \text{パーセント}$$

ロ　イ以外の場合

$$\text{入力（キロワット）} = \text{実測した１次入力（キロボルトアンペア）} \times 70\ \text{パーセント}$$

(5) そ　の　他

イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

５　離島ユニバーサルサービス調整

(1) 離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ　離島平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島平均燃料価格は，100円単位とし，100円未満の端数は，10円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格＝Ａ×α

Ａ＝各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平

均原油価格

α＝1.0000

なお，各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格は，１円とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ロ　離島基準燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300円といたします。

ハ　離島調整上限燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000円といたします。

ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，１銭とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ｲ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島基準燃料価格} - \text{離島平均燃料価格}) \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

(ﾛ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

(ﾊ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を

上回る場合

離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島調整上限燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給にかかる電気に適用いたします。

(ｲ)　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス 調整単価適用期間
毎年１月１日から３月 31 日までの期間	その年の５月の検針日から６月の検針日の前日までの期間
毎年２月１日から４月 30 日までの期間	その年の６月の検針日から７月の検針日の前日までの期間
毎年３月１日から５月 31 日までの期間	その年の７月の検針日から８月の検針日の前日までの期間
毎年４月１日から６月 30 日までの期間	その年の８月の検針日から９月の検針日の前日までの期間
毎年５月１日から７月 31 日までの期間	その年の９月の検針日から 10 月の検針日の前日までの期間
毎年６月１日から８月 31 日までの期間	その年の 10 月の検針日から 11 月の検針日の前日までの期間
毎年７月１日から９月 30 日までの期間	その年の 11 月の検針日から 12 月の検針日の前日までの期間
毎年８月１日から 10 月 31 日までの期間	その年の 12 月の検針日から翌年の１月の検針日の前日までの期間
毎年９月１日から 11 月 30 日までの期間	翌年の１月の検針日から２月の検針日の前日までの期間
毎年 10 月１日から 12 月 31 日までの期間	翌年の２月の検針日から３月の検針日の前日までの期間
毎年 11 月１日から翌年の１月 31 日までの期間	翌年の３月の検針日から４月の検針日の前日までの期間
毎年 12 月１日から翌年の２月 28 日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月 29 日までの期間）	翌年の４月の検針日から５月の検針日の前日までの期間

(ﾛ) 記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ﾊ) 定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスお

よび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(ｲ)にいう検針日は，応当日といたします。

(ﾆ) 検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。

ﾍ　離島ユニバーサルサービス調整額

(ｲ) 定額制供給の場合

a　電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

b　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

(ﾛ) 従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は，その１月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

(2) 離島基準単価

離島基準単価は，離島平均燃料価格が1,000円変動した場合の値といたします。

ｲ　定額制供給の場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

電灯	10 ワットまでの１灯につき	10 銭 2 厘
	10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき	20 銭 6 厘
	20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき	41 銭 0 厘
	40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき	61 銭 6 厘
	60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき	1 円 02 銭 6 厘
	100 ワットをこえる１灯につき 100 ワットまでごとに	1 円 02 銭 6 厘
小型機器	50 ボルトアンペアまでの１機器につき	30 銭 6 厘
	50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの１機器につき	61 銭 3 厘
	100 ボルトアンペアをこえる１機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	61 銭 3 厘

(ﾛ) 電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，１日につき次のとおりといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	8 厘
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	1 銭 7 厘
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	1 銭 7 厘
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	16 銭 5 厘
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	16 銭 5 厘

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の離島基準単価の半額といたしま

す。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	17 銭 3 厘

ロ　従量制供給の場合

離島基準単価は，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	2 銭 6 厘

(3) 離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

６　平均力率の算定

(1) 平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

$$\text{平均力率（パーセント）}=\frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2+(\text{無効電力量})^2}}\times 100$$

(2) 有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

７　契約負荷設備の総容量の算定

(1) 差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(ｲ) 住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

1差込口につき　50ワット

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

1差込口につき　100ワット

(2) 契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の1回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

8　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が取引相手の対応する計画と一致しない場合には，当該計画は発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）とみなします。

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

発電バランシンググループごとの発電計画

$$= \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

(2) 接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画が一致しない場合には，当該計画は契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）とみなします。

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画が一致しない場合には，当該計画は需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）とみなします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの31（電力およ

び電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画

$$= \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

９ 電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ 接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービ

スに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10 ワットまでの１灯につき	10 ワット×ロに定める月別使用時間
		10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき	20 ワット×ロに定める月別使用時間
		20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき	40 ワット×ロに定める月別使用時間
		40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき	60 ワット×ロに定める月別使用時間
		60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき	100 ワット×ロに定める月別使用時間
		100 ワットをこえる１灯につき 100 ワットまでごとに	100 ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20 キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40 キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200 時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10 月	11 月	12 月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ) 前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100 パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4) 発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対 象
期 間</td><td>年間計画
（第１年度，第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，翌々週）</td><td>翌々日
計 画</td><td>翌日計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の
期 限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="4">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">―</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対 象
期 間</td><td>年間計画
（第１年度，第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計 画</td><td>翌日計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の
期 限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td colspan="3">計画外作業</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td colspan="3">計画作業の変更分</td><td colspan="2"></td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注４）計画外作業及び計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対 象
期 間</td><td>年間計画
（第１年度，第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計　画</td><td>翌日計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の
期　限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30 分ごとの値</td></tr>
</table>

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1) 照明用電気機器

イ　け　い　光　灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧 (ボルト)	管灯の定格消費 電力（ワット）	コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
	60	17
	80	25
	100	30
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ　ネ オ ン 管 灯

２次電圧（ボルト）	コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)
3,000	20
6,000	30
9,000	50
12,000	50
15,000	75

ハ　水　　銀　　灯

出力 （ワット）	コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）	
	100 ボルト	200 ボルト
50 以下	30	7
100 以下	50	9
250 以下	75	15
300 以下	100	20
400 以下	150	30
700 以下	250	50
1,000 以下	300	75

(2) 誘 導 電 動 機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(ｲ) 単相誘導電動機

電動機定格出力 （キロワット）	馬　　力	1/8	1/4	1/2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）	使 用 電 圧 100 ボルト	40	50	75	100
	使 用 電 圧 200 ボルト	20	20	30	40

(ﾛ) ３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬　　力		1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット		0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量マイクロファラッド	2 極	60ヘルツ	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4 極	60ヘルツ	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6 極	60ヘルツ	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3) 電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力（キロボルトアンペア）	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(4) そ　の　他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14 標 準 設 計

(1) 適　　用

イ　この基準は，Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計で施設する場合の工事費の算定に適用いたします。

ロ　この基準に明記していない場合は，電気設備に関する技術基準その他関係法令，当社の設計基準等にもとづき技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

ハ　地形上その他周囲の状況からこの基準によりがたいため特別な施設を要する場合は，技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その

設計を標準設計といたします。

(2) 高圧または低圧電線路

イ　通　　則

(ｲ) 電圧降下の許容限度

高圧または低圧電線路における電圧降下の許容限度は，次の値を標準といたします。この場合，電線路は受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発変電所の引出口に設置するしゃ断器または供給用変圧器の引出側端子までといたします。

なお，既設電線路を利用する場合，または他者と同時に供給設備を施設する場合は，他者の電圧降下等を考慮して施設いたします。

	高　　圧	低　　圧	
公称電圧（ボルト）	6,600	100	200
電圧降下（ボルト）	600	6	20

(ﾛ) 経　過　地

高圧または低圧電線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類

高圧または低圧電線路は，架空電線路を標準といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上認められない場合，または技術上，経済上不適当と認められる場合は他の方法によります。

ロ　架 空 電 線 路

(ｲ) 電線路の施設

a　高圧または低圧架空電線路は，単独の電線路を新たに施設する場合，他の架空電線路と併架する場合，電線の張替えによる場合および負荷分割をする場合等線路の保守，保安上支障をきたさない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

b　高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といたします。

(ﾛ) 支持物の種類

a　高圧または低圧架空電線路の支持物は，原則として工場打鉄筋コンクリート柱を標準といたします。

b　工場打鉄筋コンクリート柱を使用することが地形または技術上，経済上不適当と認められる場合は，他の支持物を使用いたします。

(ﾊ) 標　準　径　間

標準径間は，次の値を標準といたします。

施設地域	標準径間（メートル）
市　街　地	35
そ　の　他	45

(ﾆ) 支持物の長さ

低圧または高圧架空電線路の支持物の長さは，次の中から，施設場所の状況を考慮して技術上，経済上適正なものを選定いたします。ただし，施設場所の状況により，根入れ，他の工作物との離隔，装柱，弛度等の関係から必要な場合は，この標準以外のものといたします。

長さ（m）			
11	13	15	16

(ﾎ) が　　い　　し

がいしは，次のものを標準といたします。

使用箇所 電圧	引通箇所	引留箇所
高　　圧	高圧ピンがいし 高圧中実がいし アルミ線用高圧中実 通りがいしAH付 アルミ線用高圧中実 通りがいしAH無	高圧耐張がいし アルミ線用高圧引留 がいしAH付 アルミ線用高圧引留 がいしAH無
低　　圧	低圧ピンがいし	低圧引留がいし
低圧引込	低圧引留がいし，多溝がいし，ＤＶがいし	

(ﾍ) 電線の種類および太さ

a　高圧または低圧架空電線には，硬銅線またはアルミ電線を使用いたします。ただし，技術上，経済上不適当と認められる場合は，他の適当な材質のものを使用いたします。

b　高圧または低圧架空電線および高圧または低圧架空引込線には，絶縁電線を使用いたします。

c　電線の太さは許容電流，電圧降下，機械的強度および法令上の制限を考慮して，次の中から選定いたします。ただし，技術上，経済上不適当と認められる場合は，他の適当な電線を使用することがあります。

硬銅線の種類，太さおよび許容電流

（単位：アンペア）

種別＼太さ		単線（ミリメートル）		より線（平方ミリメートル）						
		2.6	3.2	14	22	38	60	80	100	150
引込用ビニール絶縁電線（ＤＥ電線）	2心	38	50							
	3心	34	44	62						
引込用600Ｖビニール絶縁電線（ＩＶ電線）					115	162	217			
屋外用ビニール絶縁電線（ＯＷ電線）					112	153	206			
高圧絶縁電線	ＯＣＷ電線				150	210	280	335	390	505

アルミ線の種類，太さおよび許容電流

（単位：アンペア）

種別＼太さ		より線（平方ミリメートル）			
		25	58	120	200
低圧絶縁電線	屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体ビニル絶縁電線（ＡＣＳＲ／ＡＣ－ＯＷ）	90	145	220	
高圧絶縁電線	屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体ポリエチレン絶縁電線（ＡＣＳＲ／ＡＣ－ＯＥ）		160		
	低風圧形屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（ＡＣＳＲ／ＡＣ－ＯＣ－Ｌ）			335	
	低風圧形屋外用アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（ＡＬ－ＯＣ－Ｌ）				455

(ﾄ) 柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，次の中から，需要の実情を考慮して当社が通常使用しているもののうち，技術上，経済上適正なものを選定いたします。

なお，３相で供給する場合は，単相変圧器２台によるＶ結線を標準といたしますが，単相変圧器３台をΔ結線で使用することもあります。

容　　量（キロボルトアンペア）						
5	10	20	30	50	75	100

(ﾁ) 開閉器の種類および容量

a　高圧架空電線路の操作または保守上必要な箇所には，開閉器を施設いたします。この場合，開閉器の種類は，原則として気中開閉器といたします。

b　開閉器の容量は，次の中から技術上，経済上適当なものを施設いたします。

容　　量（アンペア）		
200	400	600

(ﾘ) 装　　柱

高圧または低圧架空電線路の標準装柱は，水平配列または垂直配列のうちいずれか技術上，経済上適当なものといたします。ただし，付近の樹木や建物等の状況によっては，他の装柱とすることがあります。

(ﾇ) 付属材料の種類

a　高圧または低圧架空電線路のアームは軽量腕金といたします。

b　支柱，支線柱は支持物強度の一部を安全に分担できる種類と長さのものを使用いたします。

c　変圧器の１次側に使用する開閉器には，高圧カットアウトを使用いたします。

(ﾙ) 耐 塩 害 施 設

架空電線路の機器および材料は，耐塩構造のものを使用いたします。

(ｦ) 耐　雷　施　設

架空電線路には，アークホーン，避雷器等を施設いたします。

ハ　地 中 電 線 路

(ｲ) 施　設　方　法

高圧または低圧地中電線路の施設方法は，管路式を標準といたします。ただし，次の場合は，直接埋設式または暗きょ式とすることがあります。

a　直 接 埋 設 式

重車両が通ることなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

b　暗　き　ょ　式

当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合

(ﾛ) 地中箱の施設

ケーブル引入れ，引抜き，接続等の工事および点検，その他保守作業を容易に行なうため必要な箇所に地中箱を施設いたします。

(ﾊ) ケーブルの種類および太さ

地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，次の中から技術上，経済上適当なものを選定いたします。

電　圧	種　類	太　　さ（平方ミリメートル）
低　圧	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル	22　38　60　100　150　250　325　－　－
高　圧		22　38　60　100　150　250　325　400　500

(ﾆ) 高圧機器（地上設置），高圧分岐装置，低圧分岐装置の設置

a　高圧機器（地上設置）は，高圧線を分岐する場合，または高圧を低圧に変圧する場合に施設いたします。

b　高圧分岐装置は，高圧線からπ分岐し，高圧の需要に地中引込みを行なう場合に施設いたします。

c　低圧分岐装置は，低圧幹線から低圧の需要への地中引込線を分岐する場合に施設いたします。

(3)　特別高圧電線路

イ　通　　則

(ｲ) 電圧降下の許容限度

特別高圧電線路の電圧降下の許容限度は，次の値を標準といたします。この場合，電線路は受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発変電所の引出口までといたします。

公称電圧（キロボルト）	22	66
電圧降下の許容限度（キロボルト）	2	6

(ﾛ) 経　過　地　等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，需要動向等の将来の見通しや地形その他用地の事情を考慮して，保守，保安等に支障のない範囲において，電線路がもっとも経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類および回線数

特別高圧電線路は，架空電線路を標準とし，回線数は原則１回線（予備供給設備を希望する場合にあたっては２回線）といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上認められない場合または技術上，経済上不適当と認められる場合もしくは用地の確保が著しく困難な場合は，その他の方法によります。

ロ　架 空 電 線 路

(ｲ) 電線路の施設

a　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の電線路との併架，電線張替等のうち，技術的に支障のない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

b　他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は，電圧の高いものを上部，低いものを下部といたします。

(ﾛ) 支持物の施設

特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を使用いたします。ただし，22キロボルト以下の架空電線路で支持物に電柱を使用する場合（以

下「22キロボルト電柱方式」といいます。）は，原則として工場打鉄筋コンクリート柱を使用いたします。

(ハ) 標　準　径　間

標準径間は，次によるものといたします。

支持物種類	標準径間（メートル）
鉄　　塔	150以上　300以下
そ　の　他	30以上　150以下

(ニ) が　　い　　し

a　がいしは，250ミリメートル懸垂がいしを標準といたしますが，状況によりラインポストがいしまたは長幹がいしを使用することがあります。

ただし，「22キロボルト電柱方式」のがいしは，ラインポストがいしまたは長幹がいしを標準といたしますが，状況により，技術上，経済上適当なものを使用することがあります。

b　懸垂がいしの連結個数は，次の値を標準といたします。その他のがいしを使用する場合は，懸垂がいしに準じて施設いたします。

公　称　電　圧（キロボルト）	22	66
標準がいし個数	1	7
標準絶縁間隔（ミリメートル）	350	950
最小絶縁間隔（ミリメートル）	300	350
ジャンパーと腕金との間隔（ミリメートル）	400	1,060

c　塩じん害等により汚損する箇所には次の標準がいし連結個数を採用いたします。

なお，等価付着塩分量は，屋外に施設されるすべての箇所で0.35ミリグラム／平方センチメートル以上といたします。

付着塩分量 （ミリグラム／平方センチメートル）	0.35	0.5	0.5以上
公称電圧66キロボルト 標準がいし連結個数	7	7	8

(ﾎ) 装柱，その他

a　支持物の装柱は，電圧，電線の種類および太さ，気象条件，地理的条件，用地等事情を考慮して決定いたします。

b　絶縁間隔は，(ﾆ) b の値を標準といたします。

(ﾍ) 電線の種類および太さ

a　電線は機械的強度上特に必要のある場合，腐食のおそれがある場合等特別な場合を除き，裸硬銅より線，アルミ覆鋼心アルミより線またはアルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線を使用いたします。ただし，「22キロボルト電柱方式」の場合は絶縁電線を使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，電力損失，機械的強度等を考慮して，次の中から技術上，経済上必要最小のものを使用いたします。

裸硬銅より線		アルミ覆鋼心アルミより線		アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線	
公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)
125	485	410	846	410	1,349
100	420	240	608	240	954
55	290	160	467	—	—
—	—	120	399	—	—

水密型屋外用架橋ポリエチレン絶縁電線（ＯＣＷ）		アルミ覆鋼心アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（ＡＣ－ＯＣ）		アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（ＡＬ－ＯＣ）	
公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)
150	505	120	355	200	455
100	390				

(ト) 架空地線の施設

a　電線路には，雷害を防止するため架空地線を施設いたします。

b　架空地線は，アルミ覆鋼より線１条を標準とし，太さは55平方ミリメートル相当以上といたします。ただし，電磁誘導障害または腐食のおそれがある場合には，特殊電線を使用することがあります。

(チ) 架空電線の地表上の高さ

電線の最低地上高は，次の値を標準といたします。ただし，電線路付近に建造物がある場合またはその建設が予定される地域，道路や河川の横断箇所，植林地通過箇所ならびにその他保安および保守上問題がある場合は，標準値に必要な高さを加算した値とします。

支持物の種類	最低地上高(メートル)	
	市街地	その他
鉄　　塔	18	9
電　　柱	8	6

(リ) アークホーンおよびアーマーロッドの施設

がいし装置には，必要によりアークホーン，アーマーロッドを施設いたします。

(ヌ) 耐雷施設

66キロボルト架空電線路には，原則として酸化亜鉛型避雷アークホーンを施設いたします。

(ル) そ　の　他

搬送波の重畳されている電線路から分岐して電線路を施設する場合は，原則として搬送波を阻止するブロッキングコイルを施設いたします。

ハ　地 中 電 線 路

(イ) 施　設　方　法

特別高圧地中電線路の施設方法は，管路式を標準といたします。ただし，当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合は，暗きょ式とすることがあります。

(ロ) ケーブルの種類および太さ

ケーブルの種類は，電圧，経過地，施設方法その他の条件を考慮して決定いたします。また，ケーブルの太さは，許容電流，電圧降下，事故電流，施設方法等を考慮して，原則として次の中から選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

公称電圧 （キロボルト）	22	66
公称断面積 （平方ミリメートル）	22	80
	38	100
	60	150
	100	200
	150	250
	200	325
	325	400
	500	600

(ハ) 避雷器の施設

特別高圧架空電線路に接続される地中電線路には，ケーブルの保護のため，原則として接続部に避雷器を取り付けます。

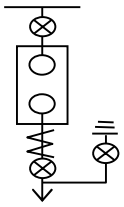
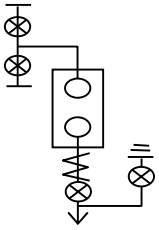
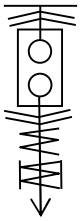
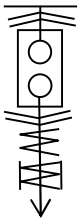
(4) 変　電　設　備

イ　通　　則

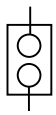
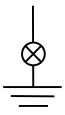
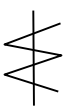
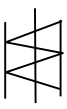
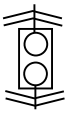
電線路の引出設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

ロ　結　　線　　法

結線および主要機器取付数量の標準は，次のとおりといたします。

公称電圧（キロボルト）		結線法	機器名	数量	備考
66	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1台 2台 12個 1式	しゃ断器が自動連結構造の場合には，断路器を省略いたします。 変流器は，しゃ断器に内蔵されたものを標準といたします。
	複母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1台 3台 18個 1式	
22	単母線		しゃ断器 変流器 零相変流器 配電盤	1台 6個 1個 1式	
6.6	単母線		しゃ断器 変流器 零相変流器 配電盤	1台 2個 1個 1式	

凡　例

しゃ断器	断路器	接地装置	変流器	零相変流器	引出型 しゃ断器
					

ハ　しゃ断器

(ｲ)　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および施工時の系統構成または将来構成さ

れることが予定されている系統構成について計算した事故電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

(ﾛ) 系統構成は，10年程度先を目標といたします。

ニ 断　　路　　器

(ｲ) 断路器は，当社で一般的に使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流およびその系統の事故電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

(ﾛ) 系統構成は，10年程度先を目標といたします。

ホ 計器用変流器

(ｲ) 計器用変流器は，当社で一般的に使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流およびその系統の事故電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

(ﾛ) 系統構成は，10年程度先を目標といたします。

ヘ 配　　電　　盤

配電盤には，原則として電流計，電力量計およびしゃ断器操作用開閉器ならびに運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ無効電力量計，電圧計等を取り付けます。

なお，無人変電所の場合には，当該設備の遠隔監視制御装置（通信伝送路を含みます。）を取り付けます。

ト 保 護 装 置

電線路には短絡または地絡故障を生じた場合に，自動的に電路をしゃ断するための保護装置を取り付けます。

なお，原則として各線路には自動再閉路継電器を施設いたします。

(5) 保安通信設備

イ 通　　則

(ｲ) 施 設 基 準

保安通信用電話設備は，原則として特別高圧で受電または供給する場合に法令の定めるところにより施設いたします。なお，回線数は，原則として１回線といたします。

(ﾛ) 通　信　方　式

保安通信用電話設備は，架空通信線，地中通信線または無線等による電話設備のうち，当該供給設備の保安上の重要度ならびに経済性を考慮して最も妥当な方式により施設いたします。

(ﾊ) 経　　過　　地

通信線路の経過地は，地形その他を考慮して，保守および保安に支障のない範囲において，最も経済的に施設できるよう選定いたします。

ロ　架空通信線路

(ｲ) 通信線路の施設

架空通信線路は，35キロボルト以下の架空電線路への添架または他の架空通信線路への共架により施設いたします。ただし，技術上，経済上不適当と認められる場合は，通信線を単独に施設することがあります。

(ﾛ) 通信線の種類

架空通信線には，原則として光ファイバーケーブルを使用いたします。

ハ　地中通信線路

(ｲ) 施　設　方　法

地中通信線路の施設方法は，(2)ハ(ｲ)地中電線路の施設方法に準じます。

(ﾛ) 通信線の種類

地中通信線には，原則として光ファイバーケーブルを使用いたします。

ニ　無線電話装置

(ｲ) 無線電話装置は，原則として１チャンネル単信通信方式を使用するものとし，呼出方式はスピーカー呼出方式といたします。

(ﾛ) 装置電源は，原則として常時交流受電で，停電時には外部蓄電池より供給可能な浮動充電方式といたします。

ホ　電話設備以外の保安通信設備

電力系統の保護および運用上必要な場合は，スーパービジョン，テレメータ，系統保護用設備等を施設するものとし，イからハまでの基準を準用いたします。

ヘ　保　安　装　置

保安装置は，保安上必要に応じて施設いたします。

系 統 連 系 技 術 要 件
「託送供給等約款別冊」
（低　圧　版）

令和６年４月１日実施

沖 縄 電 力 株 式 会 社

目　　次

Ⅰ　総　　則 ……1
1　目　　的 ……1
2　適用の範囲 ……1
3　協　　議 ……1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 ……2
4　電気方式 ……2
5　運転可能周波数 ……2
6　力　　率 ……3
7　高　調　波 ……3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 ……3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ……4
10　不要解列の防止 ……4
11　保護装置の設置場所 ……7
12　保護リレーの設置相数 ……7
13　保護装置の設置 ……8
14　解列箇所 ……9
15　接地方式 ……9
16　直流流出防止変圧器の設置 ……10
17　電圧変動 ……10
18　短絡容量 ……12
19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 ……12
20　発電設備等の種類 ……12
21　サイバーセキュリティ対策 ……13
22　発電機諸元 ……13
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 ……15
23　力率の保持 ……15
24　保護装置の設置 ……15

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（低圧版）（以下「要件」といいます。）は，託送供給等約款８（契約の要件）(1)ニ及び(2)ハにもとづき，発電者の発電設備及び蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者の需要設備を当社の低圧電力系統（以下「系統」といいます。）に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく事項を示すものです。ここで，発電設備とは発電に供する電気設備，需要設備とは需要に供する電気設備をいいます。

なお，この要件にもとづき，発電場所及び需要場所において必要となる設備については，契約者の負担で施設していただきます。

２　適 用 の 範 囲

この要件は，発電者の発電設備等及び需要設備または需要者の需要設備を当社の低圧系統と連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所において発電設備等を系統と連系する場合，本要件を適用していただきます。

３　協　　議

この要件は系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件

発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。

４　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・三相３線式・三相４線式）と同一としていただきます。

(1)　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2)　単相３線式の系統に単相２線式200Ｖの発電設備等を連系する場合に，受電点の遮断器を開放したときなどに負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，又は発電設備等を解列する対策を行う場合

５　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下

運転可能周波数　　：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2Hzでは10分程度以上，57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルは57.0Hzとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒）

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備については，

この限りではありません。

６　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85％以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電点の力率を系統側からみて遅れ力率80％まで制御できるものといたします。

７　高　　調　　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％，各次電流歪率３％以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，低圧の需要設備に準じた対策を実施していただきます。

８　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により0％から100％の範囲（1％刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的

に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

９　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち10kW以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。

10　不要解列の防止

(1) 保　護　協　調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故の範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，低圧の需要設備に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備

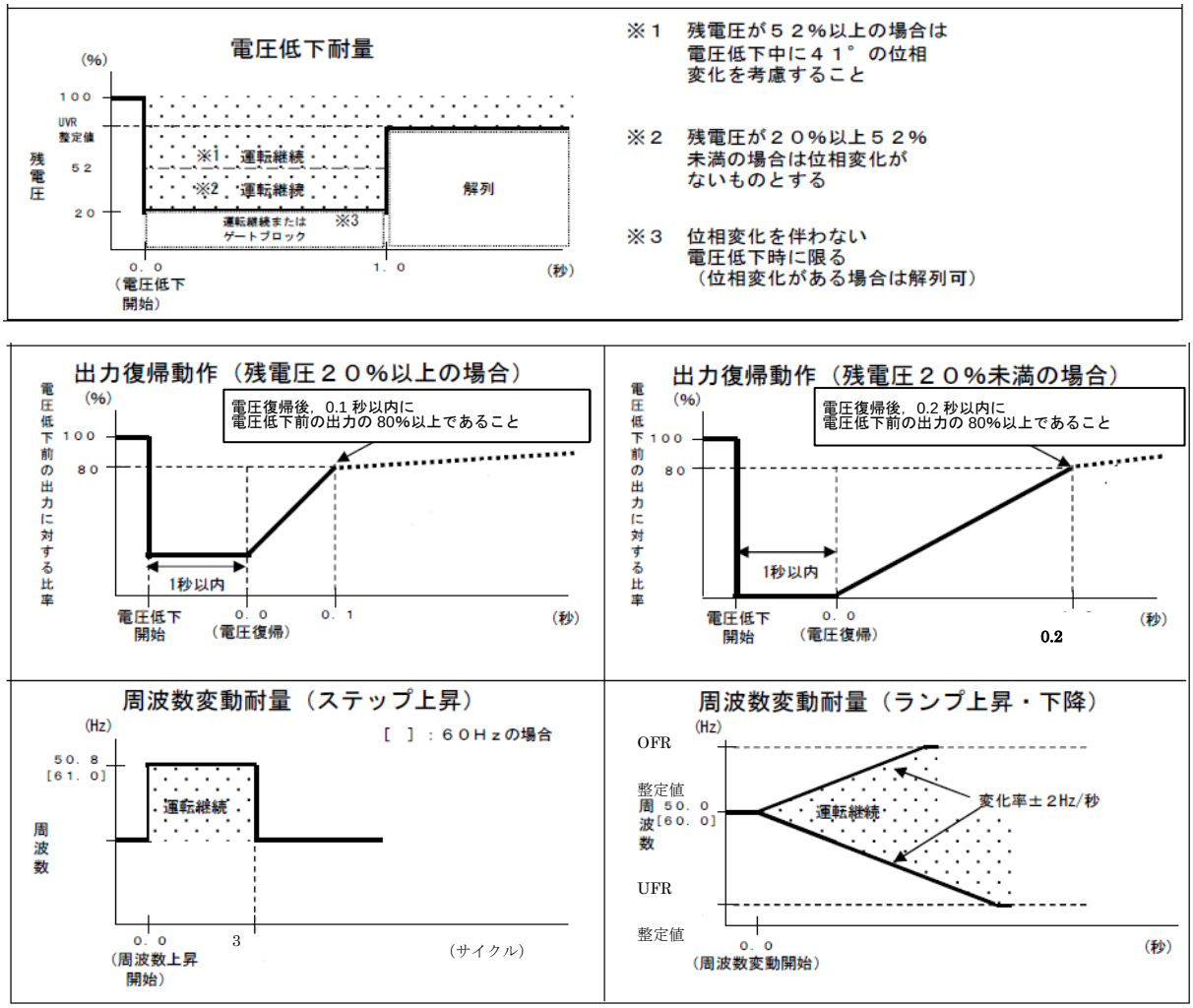
等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（ＦＲＴ要件）を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次のとおりです。

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	風力		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	ガスエンジン	単機出力2kW未満 単機出力2kW以上10kW未満※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

	複数直流入力システム	太陽光+蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
		燃料電池+蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ+蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

FRT要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



11　保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

12　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式及び三相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

(2) 不足電圧リレー及び短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

(3) 周波数上昇リレー，周波数低下リレー及び逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式及び三相３線式について１相に設置すること。

(4) 逆充電検出の場合は，次のとおりとする。

イ　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間，三相３線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできる。

ロ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式及び三相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

13　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の

故障対策用不足電圧リレー，又は過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用できる。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機又は逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4) 単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレー及び次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

14　解　列　箇　所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 機械的な解列箇所２箇所

(2) 機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3) 発電設備等連絡用遮断器

15　接　地　方　式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

16　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

17　電　圧　変　動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6Ｖ，標準電圧200Vに対しては202±20Ｖ）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能又は出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行っていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行います。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10％以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％を超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行うこと。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVCなどを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合など）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有

する装置の設置などの対策を行うこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。 なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別に協議させていただきます。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45 Ｖ以下（当該設備のみの場合は，0.23 Ｖ以下）に維持する。

18 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相３線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等及び負荷設備等の並列点よりも系統側に，3極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

20 発電設備等の種類

逆潮流有りの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない場合でも，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出及び解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれが無い場合に限り，逆潮流有りの連系とすることができま

す。

21　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは,「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名及び一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。

22　発 電 機 諸 元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件

需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

なお，電気方式につきましては，「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。

23 力 率 の 保 持

(1) 需要者は，需要場所において，電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は，原則として，90パーセント以上，その他の機器を使用する供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

(2) 進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

24 保護装置の設置

需要者は，次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，お客さまの負担で，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくなどの対策を講じていただきます。

(1) 負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

(2) 負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

(3) 負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

(4) 著しい高周波または高調波を発生する場合

(5) その他(1), (2), (3)または(4)に準ずる場合

系 統 連 系 技 術 要 件
「託送供給等約款別冊」
（高　圧　版）

令和６年４月１日実施

沖 縄 電 力 株 式 会 社

目　　次

Ⅰ　総　　則 ……1
1　目　　的 ……1
2　適用の範囲 ……1
3　協　　議 ……1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 ……2
4　電気方式 ……2
5　運転可能周波数 ……2
6　力　　率 ……2
7　高　調　波 ……3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 ……3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ……4
10　不要解列の防止 ……4
11　保護装置の設置場所 ……6
12　保護リレーの設置相数 ……6
13　保護装置の設置 ……7
14　解列箇所 ……9
15　自動負荷制限 ……9
16　線路無電圧確認装置の設置 ……9
17　接地方式 ……10
18　直流流出防止変圧器の設置 ……10
19　電圧変動 ……11
20　出力変動対策 ……13
21　短絡容量 ……14
22　発電機定数・諸元 ……14
23　昇圧用変圧器 ……16
24　連絡体制 ……17
25　バンク逆潮流の制限 ……18
26　サイバーセキュリティ対策 ……18
27　そ　の　他 ……19
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 ……20
28　高　調　波 ……20

29　電圧フリッカ・電圧変動　……21
30　瞬時電圧低下　……22
31　電圧不平衡　……22
32　保護協調の目的　……22
33　保護装置の設置　……23
34　保護装置の設置場所　……23
35　保護リレーの設置相数　……23
36　遮断箇所　……23
37　サイバーセキュリティ対策　……23

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（高圧版）（以下「要件」といいます。）は，託送供給等約款８（契約の要件）(1)ニ及び(2)ハにもとづき，発電者の発電設備及び蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者の需要設備を当社の高圧電力系統（以下「系統」といいます。）に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく事項を示すものです。ここで，発電設備とは発電に供する電気設備，需要設備とは需要に供する電気設備をいいます。

なお，この要件にもとづき，発電場所及び需要場所において必要となる設備については，契約者の負担で施設していただきます。

２　適 用 の 範 囲

この要件は，発電者の発電設備等及び需要設備または需要者の需要設備を当社の高圧系統と連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所において発電設備等を系統と連系する場合，本要件を適用していただきます。

３　協　　議

この要件は系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件

発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。

４　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

５　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下

運転可能周波数　　：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2Hzでは10分程度以上，57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルは57.0Hzとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒）

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備については，この限りではありません。

６　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85％以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。なお，電圧上昇を防止する上でやむを得

ない場合には，受電点の力率を系統側からみて遅れ力率80％まで制御できるものといたします。

７　高　　調　　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％，各次電流歪率３％以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「28 高調波」に準じた対策を実施していただきます。

８　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により0％から100％の範囲（1％刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

９　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。

10　不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「32　保護協調の目的」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

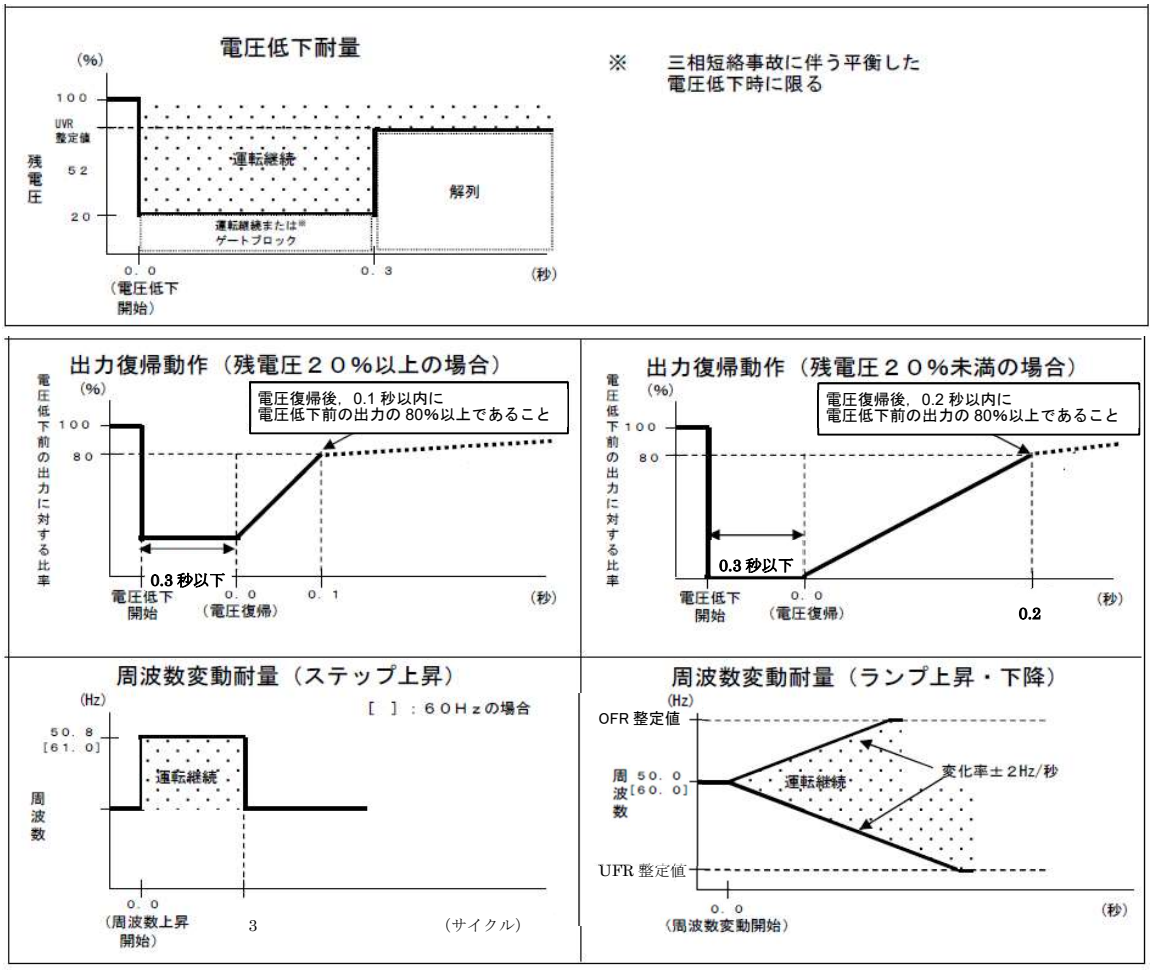
(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（ＦＲＴ要件）を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次のとおりです。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧20%未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）</td><td>残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）</td><td>60Hz系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧0%・継続時間0.15秒と残電圧90%・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
<tr><td>燃料電池※</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン（単機出力35kW以下）</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
</table>

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

FRT要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



11　保護装置の設置場所

保護リレーは,受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

12　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレーは，１相設置とすること。

(3) 短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる２相設置とすることができる。

(4) 不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができる。

(5) 不足電力リレーは，２相設置とすること。

13　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機及び逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができるものとします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が

検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が10kW以下の場合

(4) 逆潮流が有る場合の単独運転防止対策

逆潮流が有る場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレー及び不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用供給設備により連系する場合は，周波数上昇リレーを省略できるものとします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷の状態等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

(5) 逆潮流が無い場合の単独運転防止対策

逆潮流が無い場合，単独運転防止のため，逆電力リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用供給設備により連系する場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略できるものとします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式及び能動的方式それぞれ１方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。

また，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

14 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 受電用遮断器

(2) 発電設備等出力端遮断器又はこれと同等の機能を有する装置

(3) 発電設備等連絡用遮断器

(4) 母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

15 自 動 負 荷 制 限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。

16 線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1) 専用供給設備による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

(2) 転送遮断装置及び単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(3) ２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮

断できる場合

(4) 単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置及び整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(5) 逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器及び制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができる。

イ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができる。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

17　接　地　方　式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

18　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

19 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6Ｖ，標準電圧200Vに対しては202±20Ｖ）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行っていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用供給設備による連系を行なうなどの対策を行います。

イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10％以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行うこと。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する

機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10％を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVCなどを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって，配電線に注入する

無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別に協議させていただきます。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45Ｖ以下（当該設備のみの場合は，0.23Ｖ以下）に維持する。

20 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 太陽光発電設備の場合

太陽光発電設備（出力３００キロワット以上）の系統連系に伴い，電力系統の周波数維持等の理由により出力変動の緩和対策が必要な場合には，系統連系希望者において，発電設備に，蓄電池等の出力変動緩和のために必要な装置を設置し，太陽光発電設備と蓄電池等の合成出力（以下，「発電所合成出力」と称す。）を制御すること。

具体的には，電力系統へ影響を与えると考えられる時間帯において，発電所合成出力の変化速度を「太陽光発電出力定格値の２パーセント以下／分」とすること。

21 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

22 発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量

電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

23 昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

24 連 絡 体 制

(1) 連 絡 体 制

発電者の構内事故及び系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生する恐れがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。

ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

イ 専用保安通信用電話設備

ロ 電気通信事業者の専用回線電話

ハ 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(ｲ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ﾊ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ) 災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2) 系統運用上必要な情報

系統運用上必要な情報として，次のスーパービジョンを設置していただくことがあります。

また，供給地点における有効電力等を収集するために，原則として，テレメータを設置していただきます。具体的項目については別途協議することといたします。

イ　スーパービジョン

(ｲ) 遮断器（配電線引込口）

(ﾛ) 保護継電装置（配電線保護装置，連系用遮断器を開放する保護装置）の動作表示及び状態表示

(ﾊ) 連系に係る保護継電装置の異常情報

(ﾆ) 遠制装置テレメータ異常表示

ロ　テレメータ

(ｲ) 供給地点の有効電力と無効電力

(ﾛ) 供給地点の有効電力量

25　バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面及び保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面及び保護協調面で問題が生じないよう対策を行う場合はこの限りではありません。

26　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセ

キュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

27 そ　の　他

発電設備等の異常，系統の異常等により発電設備等が系統から解列した場合には，すみやかに当社に連絡していただきます。この場合，当社から系統に再連系可能である旨をお知らせするまでの間，発電者の発電設備等を再連系せずに解列状態を保持していただきます。

Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件

需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

なお，電気方式につきましては，「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。

28 高　　調　　波

需要者は，高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，当社系統に高調波電流が流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，以下の要件に従っていただきます。

(1) 対象となる需要者

イ　使用する高調波発生機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）を計算し，その値を提出していただきます。このうち等価容量の合計が50kVAを超える場合に該当する需要者（以下「対象者」といいます。）が本要件の対象となります。

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器とします。

ハ　ロに該当する高調波発生機器を新設・増設または更新する等の場合に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器を新設・増設または更新する等によって新たに対象者に該当することになる場合においても適用いたします。

(2) 高調波流出電流の算出

対象者は，系統に流出する高調波電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生す

る高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に下表に示す需要者の契約電力１kW当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（kWを単位とします。）を乗じた値とします。

なお，上記契約電力とは，契約者が契約上使用できる最大電力（kW）をいいます。

（単位：mA/kW）

系統電圧	５次	７次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6.6kV	3.50	2.50	1.60	1.30	1.00	0.90	0.76	0.70

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を実施していただきます。

29　電圧フリッカ・電圧変動

電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷，周期的な変動負荷，大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など，系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は，負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置，バッファリアクトル，無効電力補償装置など）を，需要者において設置していただきます。また，受電用変圧器加圧時の励磁突入電

流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

30 瞬時電圧低下

系統に落雷などにより事故が発生した場合，事故点を保護リレーで検出し，それを系統から切り離すまでの間，事故点を中心に瞬時的に電圧が低下することがあります。こうした瞬時電圧低下は避けることができないため，これにより影響を受ける場合は，需要者において，負荷制御方法の改善・無停電電源装置の設置・瞬時電圧補償装置など，使用する機器に最も適した対策を講じていただきます。

31 電圧不平衡

負荷の特性によって，各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には，他の需要者に支障を及ぼすことがないように，需要者で必要な対策を実施していただきます。

32 保護協調の目的

需要者の電気設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考えにもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。

(1) 需要者の電気設備の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統へ事故を波及させないために，需要者の電気設備を即時に解列すること。

(2) 連系する系統の事故が発生した場合であって系統保護方式に応じて必要な場合には，当該系統から需要者の電気設備を解列すること。

(3) 連系する系統以外の事故時には，原則として需要者の電気設備を解列しないこと。

33　保護装置の設置

需要者は，負荷設備を系統に連系する場合は，系統の保護のため，需要場所における構内設備の短絡事故または地絡事故を検出することができる保護装置を設置していただきます。

34　保護装置の設置場所

保護リレーは，供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。

35　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりといたします。

(1) 地絡保護用リレーは零相（残留）回路設置といたします。

(2) 短絡保護用リレーは３相設置といたします。

36　遮　断　箇　所

遮断箇所は，原則として連系用遮断器といたします。

37　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは,「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

系 統 連 系 技 術 要 件
「託送供給等約款別冊」
（特別高圧版）

令和６年４月１日実施

沖 縄 電 力 株 式 会 社

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 …… 2
4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 2
6　力　　率 …… 3
7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
10　不要解列の防止 …… 4
11　保護装置の設置 …… 7
12　再閉路方式 …… 11
13　保護装置の設置場所 …… 11
14　解列箇所 …… 11
15　保護リレーの設置相数 …… 12
16　自動負荷制限・発電抑制 …… 12
17　線路無電圧確認装置の設置 …… 13
18　発電機運転制御装置の付加 …… 13
19　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 16
20　直流流出防止変圧器の設置 …… 17
21　電圧変動 …… 17
22　出力変動対策 …… 19
23　短絡・地絡電流対策 …… 20
24　発電機定数・諸元 …… 20
25　昇圧用変圧器 …… 24
26　連絡体制 …… 24
27　電気現象記録装置 …… 26
28　サイバーセキュリティ対策 …… 27
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 …… 28

29　供　給　電　圧　…… 28
30　進相用コンデンサの運用　…… 28
31　高　　調　　波　…… 28
32　電圧フリッカ・電圧変動　…… 30
33　瞬時電圧低下　…… 30
34　電 圧 不 平 衡　…… 31
35　保護協調の目的　…… 31
36　保護装置の設置　…… 31
37　保護装置の設置場所　…… 32
38　保護リレーの設置相数　…… 32
39　遮　断　箇　所　…… 32
40　再 閉 路 方 式　…… 32
41　連絡体制及び系統連系上必要な情報　…… 33
42　サイバーセキュリティ対策　…… 34

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（特別高圧版）（以下「要件」といいます。）は，託送供給等約款８（契約の要件）(1)ニ及び(2)ハにもとづき，発電者の発電設備及び蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者の需要設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく事項を示すものです。ここで，発電設備とは発電に供する電気設備，需要設備とは需要に供する電気設備をいいます。

なお，この要件にもとづき，発電場所及び需要場所において必要となる設備については，契約者の負担で施設していただきます。

２　適 用 の 範 囲

この要件は，発電者の発電設備等及び需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

３　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件

発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，もしくは事業場所内の発電設備等を系統に連系する場合は，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。

４　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

５　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1) 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下

運転可能周波数　　：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2Hzでは10分程度以上，57.6Hzでは１分程度以上としていただきます。

また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0Hz，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒以上）

(2) 並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数+0.1Hz以下（設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0Hz）とします。ただし，

離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

６　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率90％～進み力率95％としていただきます。

逆潮流が無い場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ85％以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

また，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。

７　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％，各次電流歪率３％以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「31 高調波」に準じた対策を実施していただきます。

８　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏ま

え個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

９　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとします。

10　不要解列の防止

(1) 保　護　協　調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために，次の考え方に基づき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「35　保護協調の目的」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常及び故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列

し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限でおこなうこと。

ト　当社の保護リレーと協調が必要な場合は，当社の保護リレー方式や整定と協調を図ること。

チ　連系する系統との保護協調を考慮し，当社設備と同等の遮断時間とすること。

(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（ＦＲＴ要件）を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次のとおりです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

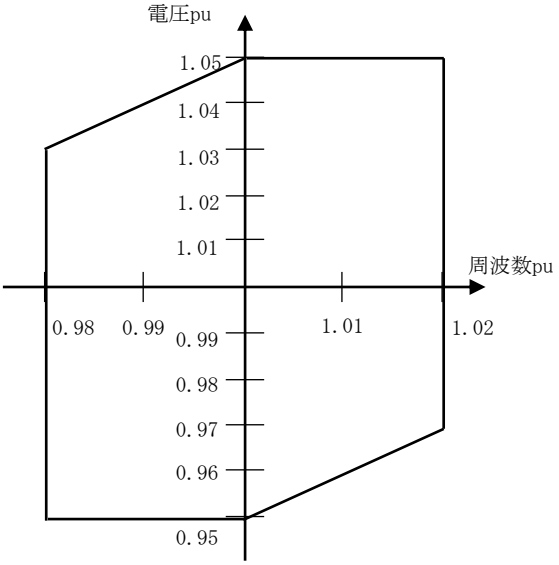
(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加などに伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧及び周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

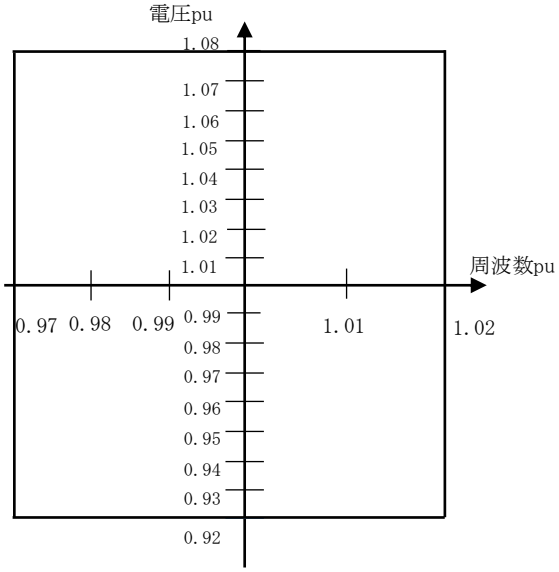
また，これを超える端子電圧及び周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし，周波数変動範囲に対しては，「５　運転可能周波数・並列時許容周波数（１）運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。

11　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレー及び不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

(2) 系統側事故対策

イ　短　絡　保　護

系統の短絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。

(ｲ) 同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備等を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機

能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。

(ﾛ) 誘導発電機，二次励磁発電機又は逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができる。

ロ　地　絡　保　護

系統の地絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。

(ｲ) 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

(ﾛ) 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。

a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって，地絡過

電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者の責任において，地絡過電圧リレーを設置すること。

ハ　連系する系統と同一の保護方式の短絡・地絡保護

電圧階級（ｋＶ）	短絡保護		地絡保護				系列数	備考
			中性点接地方式					
			直接接地方式		抵抗接地方式			
	主保護	後備保護	主保護	後備保護	主保護	後備保護		
１３２ ６６	電流差動リレー	短絡方向距離リレー	電流差動リレー	地絡方向距離リレー			１系列	※1
２２	回線選択リレー	短絡方向距離リレー			回線選択リレー	地絡方向リレー	１系列	
	過電流リレー	－			地絡方向リレー	－	１系列	

※1 当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。

(3) 単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお，必要により周波数上昇リレー及び周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧及び位相差が合致しない場合には，当社

からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

また，22kV 以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件　13　保護装置の設置」に準じていただきます。

(4) 事故波及防止対策

イ　系統事故時に系統の安定度が維持できない場合には，当社は電源制限装置によって発電者の発電を抑制いたします。この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ロ　発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

ハ　系統の周波数を維持するため，発電設備等が事故等により，連系する系統から解列する場合，または発電電力が急減する場合，発電者は，発電場所に事故を検出しその情報を当社へ伝送するために必要な装置を設置していただく場合があります。

(5) 構内設備事故対策

構内設備事故対策として「36　保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。

(6) 事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点及び同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていた

だきます。

遮断器：３サイクル以内

保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

12 再 閉 路 方 式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

13 保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

14 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 受電用遮断器

(2) 発電設備等出力端遮断器

(3) 発電設備等連絡用遮断器

(4) 母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

15　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー及び地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレーは１相設置とすること。

(3) 不足電力リレーは２相設置とすること。

(4) 短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー及び地絡方向距離リレーは３相設置とすること。

16　自動負荷制限・発電抑制

(1) 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。

また，系統事故等により他の送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断，もしくは発電増出力（揚水遮断及び蓄電池の充電停止を含む）を行っていただくことがあります。

なお，この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。

(2) あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１

電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持及び運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置及びその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

17　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1) 逆潮流が無い場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器及び制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているとき。ただし，次のいずれかにより簡素化を図ることができる。

イ　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

また，22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件　16　線路無電圧確認装置の設置」に準じていただきます。

18　発電機運転制御装置の付加

(1) 系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　PSS(Power System Stabilizer)

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

(2) 周波数調整のための機能

火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除く）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転(ガバナフリー運転)する機能を具備すること。

ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのLFC信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.1Hzを超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

35MW以上の火力発電設備は，周波数58.8Hzまでは発電機出力を低下しない，周波数58.8Hz以下については，1.2Hz低下するごとに5%以内の出力低下に抑える，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりです。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行うことがあります。

	発電機定格出力	35MW以上	
		GT及びGTCC	その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF調定率	４％以下	４％以下
	GF幅※1	８％以上 (定格出力基準)	５％以上 (定格出力基準)
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始， 10秒以内にGF幅の出力変化完了※8	
	LFC幅	±８％以上 (定格出力基準)	±５％以上 (定格出力基準)
	LFC変化速度※2	５％/分以上 (定格出力基準)	２％/分以上 (定格出力基準)
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始 ※8	60秒以内に出力変化開始 ※8
	EDC変化速度※2	５％/分以上 (定格出力基準)	２％/分以上 (定格出力基準)
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始 ※8	60秒以内に出力変化開始 ※8
	EDC+LFC変化速度	10％/分以上 (定格出力基準)	２％/分以上 (定格出力基準)
	最低出力※3※4 (定格出力基準)	50％以下 DSS 機能具備※5	30％以下 DSS 機能具備※7

※1 GT及びGTCCについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の８％以上，その他の発電機については定格出力の５％以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。

※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。

※3 気化ガス（BOG）処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。

※4 EDC/LFC指令で制御可能な最低出力。

※5 日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで3.5時間以内で可能なこと。

※6 地域資源バイオマス発電設備を除く。

※7 日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで4時間以内で可能なこと。

※8 記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC指令値）を受信する機能及び，必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力［GT及びGTCCのみ。］，EDC・LFC使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

(3) 早期再並列のための機能

定格出力の合計が400MW以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。なお，定格出力の合計が100MW以上400MW未満の火力（GTCC）発電設備については，当該装置の設置または機能の具備について協議させていただきます。

(4) 電圧調整のための機能

イ　132kVの系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　受電電圧が66kV以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。

19　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置して

いただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策及び地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

(1) 22kV以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2) 66kV以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

20　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

21　電　圧　変　動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１～２％以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

ただし，22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件　19　電圧変動」に準じていただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２％を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

また，22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件 19 電圧変動」に準じていただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２％程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２％を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(ｲ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（SVC）の設置や

サイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(ﾛ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVCなどを設置すること。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備のみの場合は，0.23V以下）に維持する。

(3) そ　の　他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

22 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10％以下となるよう対策を行うこと。

なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。

ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行うこと，また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行うこと。

ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，２～５％の範囲で当社から指定する値とし，不感帯は0.1Hz以下とする。

(2) 太陽光発電設備の場合

太陽光発電設備（出力３００キロワット以上）の系統連系に伴い，電力系統の周波数維持等の理由により出力変動の緩和対策が必要な場合には，系統連系希望者において，発電設備に，蓄電池等の出力変動緩和のために必要な装置を設置し，太陽光発電設備と蓄電池等の合成出力（以下，「発電所合成出力」と称す。）を制御すること。

具体的には，電力系統へ影響を与えると考えられる時間帯において，発電所合成出力の変化速度を「太陽光発電出力定格値の２パーセント以下／分」とすること。

23　短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

24　発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素

電源種	設備	諸元
共通	保護装置	仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）

電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC変化速度（出力毎）
		LFC幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT要件の適用有無
		過励磁保護59V/Fブロック
		OEL，UELブロック
水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）
逆変換装置	発電プラント 制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT要件の適用有無

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント制御装置	無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

25 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調などの面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）などを指定させていただく場合があります。

26 連 絡 体 制

(1) 発電者の構内事故及び系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電指令所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の給電指令所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，

保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備又は電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，22ｋＶ以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話又は携帯電話

(ｲ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ﾊ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ) 災害時等において当社の給電指令所等と連絡が取れない場合には，当社の給電指令所等との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列又は運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電指令所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	母線側断路器の開閉状態
	変圧器遮断器の開閉状態
	母線連絡遮断器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	線路保護リレーの切替開閉器の状態
	線路保護リレーの異常表示
	母線保護リレーの動作状態
	母線保護リレーの切替開閉器の状態
	母線保護リレーの異常表示
	発電機重故障
	発電機補機ランバック
	テレメータ異常表示
	電圧・無効電力の制御モード

情報種別	情報内容
テレメータ	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量
	代表風車地点の風向・風速※2
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）

※1 慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備1台毎に設置していただきます。

※2 ナセルで計測する風向・風速

※3 運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

27 電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力などの計測値を連続的に記録し，当社の給電指令所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。

28　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件

需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，もしくは事業場所内の需要設備を系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

なお，電気方式につきましては，「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。

29 供 給 電 圧

当社変電所の母線電圧は，系統全体の電圧が良好となるよう調整していますが，個々の需要者への供給電圧は，送電線の負荷電流の大小などによって変動し，かつ，需要者の負荷設備に起因する電圧変動が加わります。これらにより，問題が生じるおそれがある場合は，負荷時タップ切換変圧器または負荷時電圧調整器を需要者において設置していただきます。

30 進相用コンデンサの運用

力率改善用コンデンサの設置・運用については，以下のとおりといたします。

(1) 夜間（23時～９時）・休祭日などの軽負荷時には進み力率とならないよう，コンデンサを開放していただきます。特に，年末年始・ゴールデンウィーク・旧盆などには，コンデンサの開放について当社から依頼があった場合は，協力していただきます。

(2) (1)の対策を実施するため，コンデンサを設置する場合には適当な容量（電圧変動が少ないよう）ごとに開閉器を設置していただきます。

31 高　　調　　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっ

ていただきます。

(1) 対象となる需要者

イ　対象となる需要者は，次のいずれかに該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。

(ｲ) 22,000Ｖの系統から受電する需要者であって，その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が300ｋＶＡを超える需要者。

(ﾛ) 66,000Ｖ以上の系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が2,000ｋＶＡを超える需要者。

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300Ｖ以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20Ａ／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　特定需要者が，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

(2) 高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，

高調波の次数毎に，次表に示す需要者の契約電力１ｋＷ当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（ｋＷ単位といたします。）を乗じた値といたします。

契約電力１ｋＷ当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：mA/kW）

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22ｋＶ	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66ｋＶ	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
132ｋＶ	0.29	0.21	0.13	0.11	0.08	0.08	0.06	0.06

受電電圧が上記表に該当しない場合には，高調波抑制対策技術指針によります。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は，上記（2）の高調波流出電流が，上記（3）の高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

32 電圧フリッカ・電圧変動

電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷，周期的な変動負荷，大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など，系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は，負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置，バッファリアクトル，無効電力補償装置など）を，需要者において設置していただきます。また，受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10％を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

33 瞬時電圧低下

系統に落雷などにより事故が発生した場合，事故点を保護リレーで検出し，それを系統から切り離すまでの間，事故点を中心に瞬時的に電圧が低下することがあります。こうした瞬時電圧低下は避けることができないため，これにより影響を受ける場合は，需要者において，負荷制御方法の改善・無停電電源装置の設置・瞬時電圧補償装置など，使用する機器に最も適した対策を講じていただきます。

34 電 圧 不 平 衡

負荷の特性によって，各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には，他の需要者に支障を及ぼすことがないように，需要者で必要な対策を実施していただきます。

35 保護協調の目的

需要者の電気設備の事故または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うためにつぎの考えに基づき保護協調を実施していただきます。

(1) 需要者の電気設備の異常及び事故に対しては，この影響を連系された系統へ波及させないために，需要者の電気設備を当該系統から速やかに遮断していただきます。

(2) 連系された系統に事故が発生した場合であって系統保護方式に応じて必要な場合には，当該系統から需要者の電気設備を遮断することといたします。

(3) 連系された系統以外の事故時には，原則として需要者の電気設備を遮断しないことといたします。

36 保護装置の設置

(1) 需要者の電気設備の事故の場合，連系する系統へ影響を及ぼさないために，原則として次の保護リレーを設置していただきます。

イ　需要者の電気設備の短絡・地絡事故時の保護リレーとして，過電流リ

レー（瞬時要素付き）及び地絡過電流リレーを設置していただきます。

ロ　変圧器のインピーダンスが小さく，イの過電流リレーでの整定が困難な場合は，比率差動リレーなどを設置していただきます。

また，上記保護リレーだけでは当社の保護継電装置と協調が図れない場合は，母線保護継電装置などを設置していただきます。

(2) 系統事故時の送電線保護装置が必要となる場合は，当社電力系統と同一の保護装置を設置していただきます。

(3) 当社の標準的な方式に合わせた保護装置の多重化等を図っていただくことがあります。

イ　保護装置の二系列化

ロ　後備保護との組合せ

37　保護装置の設置場所

保護リレーは，供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。

38　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりといたします。

(1) 地絡保護用リレーは零相（残留）回路設置といたします。

(2) 短絡保護用リレーは３相設置といたします。

39　遮　断　箇　所

遮断箇所は，原則として連系用遮断器といたします。

40　再 閉 路 方 式

架空送電線で，再閉路方式を採用する場合は，当社系統と協調した再閉路方式を適用していただきます。

41　連絡体制及び系統連系上必要な情報

(1) 連　絡　体　制

需要者の技術員駐在箇所等と当社の給電指令所等との間には，保安通信用電話設備（電力保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。

ただし，保安通信用電話設備は，22kV以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができることといたします。

イ　電力保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話等

(ｲ) 需要者側の交換機を介さず，直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，需要設備の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。

(ﾊ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ) 系統連系運用に関する迅速かつ的確な情報連絡を行うために，日本語で連絡が取れる体制を構築していただきます。

(2) 系統運用上必要な情報

系統運用上必要な情報として，原則として次のスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。具体的項目については別途協議することといたします。

イ　スーパービジョン

(ｲ) 遮断器（送電線引込口）

(ﾛ) 保護継電装置（送電線保護装置，連系用遮断器を開放する保護装置）の動作表示及び状態表示

(ﾊ) 連系に係る保護継電装置の異常情報

(ﾆ) 遠制装置テレメータ異常表示

ロ　テレメータ

(ｲ) 供給地点の有効電力と無効電力

(ﾛ) 供給地点の有効電力量

42　サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは,「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

電気事業法施行規則第19条第２項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

３　電気事業法施行規則第17条の４第１項の規定により提出した書類の写し

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

沖 縄 電 力 株 式 会 社

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会において取りまとめられた「今後の電力政策の方向性について　中間とりまとめ（令和５年２月公表）」において，令和６年度から発電側課金制度を導入する整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映し，新たに系統連系受電サービス料金を設定するとともに，令和５年11月24日に経済産業大臣の承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの変更を料金率に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，発電側課金制度を導入する整理がなされたこと，託送供給等に係る収入の見通しの変更について経済産業大臣の承認を受けたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

新　旧　比　較　表

［託送供給等約款］

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
託 送 供 給 等 約 款 令和５年 ~~12~~ 月 ~~27~~ 日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社	託 送 供 給 等 約 款 令和６年４月１日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）

目　　次

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
Ⅰ　総　　則 …… 1	**Ⅰ　総　　則** …… 1
1　適　　用 …… 1	1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2	2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2	3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 8	4　代表契約者の選任 …… 8
5　託送供給等に関する取扱い …… ~~8~~	5　託送供給等に関する取扱い …… 9
6　単位および端数処理 …… 9	6　単位および端数処理 …… 9
7　実　施　細　目 …… 10	7　実　施　細　目 …… 10
Ⅱ　契約の申込み …… 11	**Ⅱ　契約の申込み** …… 11
8　契　約　の　要　件 …… 11	8　契　約　の　要　件 …… 11
9　検討および契約の申込み …… ~~13~~	9　検討および契約の申込み …… 15
10　契約の成立および契約期間 …… ~~21~~	10　契約の成立および契約期間 …… 23
11　託送供給等の開始 …… ~~22~~	11　託送供給等の開始 …… 25
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… ~~23~~	12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 25
13　電気方式，電圧および周波数 …… ~~23~~	13　電気方式，電圧および周波数 …… 25
14　発電場所および需要場所 …… ~~25~~	14　発電場所および需要場所 …… 27
15　供給および契約の単位 …… ~~27~~	15　供給および契約の単位 …… 30
16　承　諾　の　限　界 …… ~~31~~	16　承　諾　の　限　界 …… 33
17　契　約　書　の　作　成 …… ~~31~~	17　契　約　書　の　作　成 …… 33
Ⅲ　料　　金 …… ~~32~~	**Ⅲ　料　　金** …… 35
18　料　　金 …… ~~32~~	18　料　　金 …… 35
19　接続送電サービス …… ~~34~~	19　接続送電サービス …… 36
20　臨時接続送電サービス …… ~~60~~	20　臨時接続送電サービス …… 62
21　予備送電サービス …… ~~69~~	21　予備送電サービス …… 71
	22　系統連系受電サービス …… 73
~~22~~　発電量調整受電計画差対応電力 …… ~~71~~	23　発電量調整受電計画差対応電力 …… 78
~~23~~　接続対象計画差対応電力 …… ~~72~~	24　接続対象計画差対応電力 …… 79
~~24~~　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… ~~73~~	25　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 80
~~25~~　給電指令時補給電力 …… ~~74~~	26　給電指令時補給電力 …… 81
Ⅳ　料金の算定および支払い …… ~~77~~	**Ⅳ　料金の算定および支払い** …… 84
~~26~~　料金の適用開始の時期 …… ~~77~~	27　料金の適用開始の時期 …… 84
~~27~~　検　　針　　日 …… ~~77~~	28　検　　針　　日 …… 84
~~28~~　料金の算定期間 …… ~~78~~	29　料金の算定期間 …… 85
~~29~~　計　　量 …… ~~79~~	30　計　　量 …… 87

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
30 電力および電力量の算定 …… 80	31 電力および電力量の算定 …… 88
31 損　失　率 …… 99	32 損　失　率 …… 106
32 料金の算定 …… 99	33 料金の算定 …… 107
33 支払義務の発生および支払期日 …… 102	34 支払義務の発生および支払期日 …… 110
34 料金その他の支払方法 …… 104	35 料金その他の支払方法 …… 113
35 保　証　金 …… 106	36 保　証　金 …… 116
36 連帯責任 …… 108	37 連帯責任 …… 118
V　供　給 …… 109	**V　供　給** …… 120
37 託送供給等の実施 …… 109	38 託送供給等の実施 …… 120
38 給電指令の実施等 …… 112	39 給電指令の実施等 …… 123
39 適正契約の保持等 …… 117	40 適正契約の保持等 …… 128
40 契約超過金 …… 118	41 契約超過金 …… 129
41 力率の保持 …… 118	42 力率の保持 …… 131
42 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 119	43 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 132
43 託送供給等にともなう協力 …… 120	44 託送供給等にともなう協力 …… 133
44 託送供給等の停止 …… 121	45 託送供給等の停止 …… 134
45 託送供給等の停止の解除 …… 122	46 託送供給等の停止の解除 …… 135
46 託送供給の停止期間中の料金 …… 122	47 託送供給等の停止期間中の料金 …… 136
47 違　約　金 …… 123	48 違　約　金 …… 136
48 損害賠償の免責 …… 123	49 損害賠償の免責 …… 136
49 設備の賠償 …… 124	50 設備の賠償 …… 137
VI　契約の変更および終了 …… 125	**VI　契約の変更および終了** …… 138
50 契約の変更 …… 125	51 契約の変更 …… 138
51 名義の変更 …… 126	52 名義の変更 …… 140
52 契約の廃止 …… 127	53 契約の廃止 …… 140
53 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… 128	54 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… 142
54 解　約　等 …… 132	55 解　約　等 …… 146
55 契約消滅後の債権債務関係 …… 133	56 契約消滅後の債権債務関係 …… 148
VII　受電方法および供給方法ならびに工事 …… 134	**VII　受電方法および供給方法ならびに工事** …… 150
56 受電地点，供給地点および施設 …… 134	57 受電地点，供給地点および施設 …… 150
57 架空引込線 …… 136	58 架空引込線 …… 152
58 地中引込線 …… 137	59 地中引込線 …… 153
59 連接引込線等 …… 138	60 連接引込線等 …… 154
60 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 139	61 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 155
61 引込線の接続 …… 139	62 引込線の接続 …… 155

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
62 計量器等の取付け …… 140 63 通信設備等の施設 …… 141 64 専用供給設備 …… 141 Ⅷ 工事費の負担 …… 144 65 受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 144 66 受電用計量器等の工事費負担金 …… 148 67 会社間連系設備の工事費負担金 …… 149 68 供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 149 69 工事費負担金の申受けおよび精算 …… 157 70 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 159 71 臨時工事費 …… 160 72 工事費等に関する契約書の作成 …… 161 Ⅸ 保安 …… 162 73 保安の責任 …… 162 74 保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 162 75 調査 …… 163 76 調査等の委託 …… 163 77 調査に対する需要者の協力 …… 163 78 検査または工事の受託 …… 164 79 自家用電気工作物 …… 164 附則 …… 165 別表 …… 219	63 計量器等の取付け …… 156 64 通信設備等の施設 …… 157 65 専用供給設備 …… 157 Ⅷ 工事費の負担 …… 160 66 受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 160 67 受電用計量器等の工事費負担金 …… 164 68 会社間連系設備の工事費負担金 …… 165 69 供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 165 70 工事費負担金の申受けおよび精算 …… 173 71 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 175 72 臨時工事費 …… 176 73 工事費等に関する契約書の作成 …… 177 Ⅸ 保安 …… 178 74 保安の責任 …… 178 75 保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 178 76 調査 …… 179 77 調査等の委託 …… 179 78 調査に対する需要者の協力 …… 179 79 検査または工事の受託 …… 180 80 自家用電気工作物 …… 180 附則 …… 181 別表 …… 245
Ⅰ 総則	**Ⅰ 総則**
3 定義 次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 (1) (略) (2) (略) (3) (略) (4) (略) (5) (略) (6) (略)	**3 定義** 次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 (1) (略) (2) (略) (3) (略) (4) (略) (5) (略) (6) (略)

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
(7)　(略)	(7)　(略)
(8)　(略)	(8)　(略)
(9)　(略)	(9)　(略)
(10)　(略)	(10)　(略)
(11)　(略)	(11)　(略)
(12)　(略)	(12)　(略)
(13)　(略)	(13)　(略)
(14)　(略)	(14)　(略)
(15)　(略)	(15)　(略)
(16)　(略)	(16)　(略)
(17)　(略)	(17)　(略)
(18)　(略)	(18)　(略)
(19)　(略)	(19)　(略)
(20)　(略)	(20)　(略)
(21)　(略)	(21)　(略)
(22)　(略)	(22)　(略)
(23)　(略)	(23)　(略)
(24)　(略)	(24)　(略)
(25)　(略)	(25)　(略)
(26)　(略)	(26)　(略)
(27)　(略)	(27)　(略)
(28)　(略)	(28)　(略)
(29)　(略)	(29)　(略)
(30)　(略)	(30)　(略)
(31)　(略)	(31)　(略)
(32)　(略)	(32)　(略)
(33)　(略)	(33)　(略)
(34)　(略)	(34)　(略)
(35)　契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。	(35)　契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては，同時最大受電電力をこえないものといたします。）をいいます。
	(36)　同時最大受電電力 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で，発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。
	(37)　最大連系電力等

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	低圧で受電する場合は，発電量調整受電電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で受電する場合は，30分ごとの連系電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。
(36) 最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。	(38) 最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。
(37) 発電バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。	(39) 発電バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。
(38) 需要バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。	(40) 需要バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。
(39) 需要抑制バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。	(41) 需要抑制バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。
(40) 電　　灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。	(42) 電　　灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。
(41) 小　型　機　器 主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。	(43) 小　型　機　器 主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。
(42) 動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。	(44) 動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。
(43) 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。	(45) 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。
(44) 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。	(46) 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。
(45) 定　期　検　査	(47) 定　期　検　査

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。 (46) 定　期　補　修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。 (47) 給　電　指　令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。 (48) 昼　間　時　間 毎日午前９時から午後11時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，１月４日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。 (49) 夜　間　時　間 昼間時間以外の時間をいいます。 (50) 貿　易　統　計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。 (51) 離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年１月１日から３月31日までの期間，２月１日から４月30日までの期間，３月１日から５月31日までの期間，４月１日から６月30日までの期間，５月１日から７月31日までの期間，６月１日から８月31日までの期間，７月１日から９月30日までの期間，８月１日から10月31日までの期間，９月１日から11月30日までの期間，10月１日から12月31日までの期間，11月１日から翌年の１月31日までの期間または12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間といたします。）をいいます。	電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。 (48) 定　期　補　修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。 (49) 給　電　指　令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。 (50) 昼　間　時　間 毎日午前９時から午後11時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，１月４日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。 (51) 夜　間　時　間 昼間時間以外の時間をいいます。 (52) 貿　易　統　計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。 (53) 離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年１月１日から３月31日までの期間，２月１日から４月30日までの期間，３月１日から５月31日までの期間，４月１日から６月30日までの期間，５月１日から７月31日までの期間，６月１日から８月31日までの期間，７月１日から９月30日までの期間，８月１日から10月31日までの期間，９月１日から11月30日までの期間，10月１日から12月31日までの期間，11月１日から翌年の１月31日までの期間または12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間といたします。）をいいます。
６　単位および端数処理 この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1)　（略） (2) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。	**６　単位および端数処理** この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1)　（略） (2) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
(3)　（略） (4)　（略） (5)　（略） **７　実　施　細　目** この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，~~発電者および~~需要者と別途協議を行なうことがあります。	(3)　（略） (4)　（略） (5)　（略） **７　実　施　細　目** この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
８　契　約　の　要　件 (1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。 ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。 ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。 ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ト　需要者が当社または他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が当社の小売電気事業，特定送配電事業もしくは自己等への電気の供給の用に供するために使用し，または当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。	**８　契　約　の　要　件** (1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。 ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。 ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。 ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ト　需要者が当社または他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が当社の小売電気事業，特定送配電事業もしくは自己等への電気の供給の用に供するために使用し，または当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。 チ　契約者および需要者が，当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第２条第５項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第２条の７に定める一時調達契約（以下

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。
~~チ~~　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。	リ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。
(ｲ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。	(ｲ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。
(ﾛ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。	(ﾛ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。
(ﾊ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。	(ﾊ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。
(2)　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	(2)　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。	イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。
ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。	ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。
ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。	ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。
	ホ　発電契約者が当社を代理して，発電者との間で，系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。
	ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）(4)に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。
	ト　発電契約者が，35（料金その他の支払方法）(3)ロの場合を除き，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。
	チ　発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合，発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。
	リ　当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合，発電契約者が，当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。
~~ヘ~~　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ヌ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ただし，当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については，ホ，ヘ，ト，チおよびリの要件を除きます。 なお，当社は，発電契約者に対して，系統連系受電契約の締結または変更について，当社を代理

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	する権利を付与いたします。 (3)　発電者が系統連系受電契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合，発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。 ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。 ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ホ　発電者が，原則として，18（料金）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。 ヘ　発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。 ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。
(~~3~~)　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。 (ｲ) 需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） ｂ　需要抑制の実施頻度および時期 (ﾛ) (ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。 (ﾊ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。 (ﾆ) 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。 (ﾎ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が~~29~~（計量）(3)に該当しないこと。 ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	(4)　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。 イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。 (ｲ) 需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） ｂ　需要抑制の実施頻度および時期 (ﾛ) (ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。 (ﾊ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。 (ﾆ) 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。 (ﾎ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が30（計量）(3)に該当しないこと。 ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
９　検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4) 契約の申込み 契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）(2)ホに定める~~発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは~~８（契約の要件）(~~3~~)~~ホ~~および需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。 なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)~~チ~~に定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。	**９　検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合，発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4) 契約の申込み 契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）(2)ホに定める要件を満たすことを証明する文書および８（契約の要件）(2)ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）(4)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは，当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。 なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出してい

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下，「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第13条第２項第10号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(~~3~~)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。 イ　接続供給の場合 (ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点 (ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧 (ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等 (ﾆ) 契　約　電　力 (ﾎ) 契約受電電力 (ﾍ) 希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別 (ﾄ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値 (ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値 (ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (ﾇ) 連　絡　体　制 (ﾙ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間 なお，負荷設備および契約電力については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。 ロ　振替供給の場合 (ｲ) 連　絡　体　制 (ﾛ) 当社が小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容 ハ　発電量調整供給の場合 (~~ｲ~~) 契約受電電力 (~~ﾛ~~) 発電量調整受電計画電力	ただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。 また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下，「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第13条第２項第10号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。 イ　接続供給の場合 (ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点 (ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧 (ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等 (ﾆ) 契　約　電　力 (ﾎ) 契約受電電力 (ﾍ) 希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別 (ﾄ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値 (ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値 (ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (ﾇ) 連　絡　体　制 (ﾙ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間 なお，負荷設備および契約電力については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。 ロ　振替供給の場合 (ｲ) 連　絡　体　制 (ﾛ) 当社が小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容 ハ　発電量調整供給の場合 (ｲ)　発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号 (ﾛ) 契約受電電力および同時最大受電電力 (ﾊ) 発電量調整受電計画電力

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
(ﾊ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾆ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾆ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾎ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾍ) 連　絡　体　制	(ﾍ) 連　絡　体　制
ニ　需要抑制量調整供給の場合	ニ　需要抑制量調整供給の場合
(ｲ) 需要抑制契約者の名称	(ｲ) 需要抑制契約者の名称
(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力	(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力
(ﾊ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値	(ﾊ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値
(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値	(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値
(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称	(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称
(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる3~~0~~（電力および電力量の算定）⑭イまたはロ	(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロ
(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾇ) 需要抑制量調整供給の開始希望日	(ﾇ) 需要抑制量調整供給の開始希望日
(ﾙ) 連　絡　体　制	(ﾙ) 連　絡　体　制
なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる3~~0~~（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。	なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる31（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。
(5)　（略）	(5)　（略）
(6)　（略）	(6)　（略）
(7)　（略）	(7)　（略）
10　契約の成立および契約期間	**10　契約の成立および契約期間**
(1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。	(1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。
(2) 契約期間は，次によります。	(2) 契約期間は，次によります。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(ｲ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。	(ｲ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
(ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。	(ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。
(ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。	(ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。
	ロ　発電量調整供給の場合
	(ｲ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。
	(ﾛ) 契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。
	(ﾊ) 契約期間は，発電設備等に係る供給地点において 20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合，発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から，発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。
~~ﾛ~~　振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の場合	ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合
契約期間は，振替供給契約~~，発電量調整供給契約~~または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者~~，発電契約者~~または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給~~，発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。	契約期間は，振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。
11　託送供給等の開始	**11　託送供給等の開始**
(1) 当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。	(1) 当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。
(2)　(略)	(2)　(略)
14　発電場所および需要場所	**14　発電場所および需要場所**
(1)　(略)	(1)　(略)
(2)　(略)	(2)　(略)
(3)　(略)	(3)　(略)
(4) (1)に定める１構内，(1)イに定める１建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用す	(4) (1)に定める１構内，(1)イに定める１建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用す

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
る際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。	る際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。
イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。	イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。
(ｲ) 非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。	(ｲ) 非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。
(ﾛ) 当社が特例区域等における業務を実施するため，4~~2~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。	(ﾛ) 当社が特例区域等における業務を実施するため，43 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。
ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。	ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。
ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。	ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。
ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，4~~2~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。	ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。
ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。	ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。
15　供給および契約の単位	**15　供給および契約の単位**
(1) 当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所に~~つき~~，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。	(1) 当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。
イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合	イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合
(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス	(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス
(ﾛ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス	(ﾛ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス
(ﾊ) 高圧臨時接続送電サービス	(ﾊ) 高圧臨時接続送電サービス
(ﾆ) 特別高圧臨時接続送電サービス	(ﾆ) 特別高圧臨時接続送電サービス
ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サ	ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サ

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
ービスをあわせて契約する場合	ービスをあわせて契約する場合
(ｲ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス	(ｲ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス
(ﾛ) 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス	(ﾛ) 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス
ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合	ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合
ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合	ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合
ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。	ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。
ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合	ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合
(2)　（略）	(2)　（略）
(3)　（略）	(3)　（略）
(4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。	(4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。また，当社は，当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き，原則として，あらかじめ定めた発電場所について，１系統連系受電契約を結びます。
なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
また，再生可能エネルギー発電設備（~~再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕~~第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，~~再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕~~により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。	また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。
イ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発	イ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。 ロ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。 ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。 (5) 需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。 また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる3~~0~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。	電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。 ロ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。 ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。 (5) 需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。 また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる3~~1~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。
16　承 諾 の 限 界 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情~~,~~ 料金~~および~~この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	**16　承 諾 の 限 界** 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情ならびに料金，この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。
Ⅲ　料　　金	**Ⅲ　料　　金**

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
18　料　　金	18　料　　金
料金は，次のとおりといたします。	料金は，次のとおりといたします。
(1) 契約者に係る料金	(1) 契約者に係る料金
イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，2~~3~~（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに2~~5~~（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。	イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。
ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)，(ﾎ)または(ﾍ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定~~（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）~~いたします。	ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)，(ﾎ)または(ﾍ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。
(ｲ) 検　　針　　日	(ｲ) 検　　針　　日
(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス(以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または3~~0~~（電力および電力量の算定）(25)の場合は，その供給地点の属する検針区域の検針日	(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス(以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合は，その供給地点の属する検針区域の検針日
(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合は，応当日	(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合は，応当日
(ﾆ) 2~~7~~（検針日）(5)の場合は，実際に検針を行なった日	(ﾆ) 28（検針日）(5)の場合は，実際に検針を行なった日
(ﾎ) 契約者が供給地点を消滅させる場合は，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）	(ﾎ) 契約者が供給地点を消滅させる場合は，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）
(ﾍ) 3~~0~~（電力および電力量の算定）(29)の場合は，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日	(ﾍ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合は，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日
~~ハ　近接性評価割引~~	
~~(ｲ) 適　　用~~	
~~契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。~~	
~~なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。~~	
~~(ﾛ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施~~	
~~a　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)にもと~~	

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
~~づき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。~~ ~~b　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。~~ ~~c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，bに準じて割引を行ないます。~~	
(2) 発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，2~~2~~（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに2~~5~~（給電指令時補給電力）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。	(2) 発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。
	(3) 発電者に係る料金 イ　発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。 ロ　系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。 (ｲ)　検　　針　　日 (ﾛ)　28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日 (ﾊ)　発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ﾆ)　31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日 ただし，その１月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。
(~~3~~) 需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。	(4) 需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。
19　接続送電サービス (1)　（略） (2) 接続送電サービス契約電力 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力は，次によって	**19　接続送電サービス** (1)　（略） (2) 接続送電サービス契約電力 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力は，次によって

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
供給地点ごとに定めます。	供給地点ごとに定めます。
イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。	イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。
(ｲ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。	(ｲ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。
a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。	a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。
b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。	b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。
c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。	c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。
(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ﾊ) (ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)を適用いたしません。また，(ﾛ)の適用後１年に満	(ﾊ) (ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)を適用いたしません。また，(ﾛ)の適用後１年に満

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。 (ﾆ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，5~~0~~（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。 なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間に限り，段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。この場合には，あらかじめ電気使用計画書を提出していただきます。 ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。 ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，5~~0~~（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。 (3) 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。 イ　低圧で供給する場合 (ｲ) 電灯定額接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。	たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。 (ﾆ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。 なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間に限り，段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。この場合には，あらかじめ電気使用計画書を提出していただきます。 ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。 ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。 (3) 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。 イ　低圧で供給する場合 (ｲ) 電灯定額接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。	c　契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。
d　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	d　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 電　灯　料　金 ｉ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。	(a) 電　灯　料　金 ｉ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10 ワットまでの１灯につき	~~50 円 14 銭~~
10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき	~~100 円 28 銭~~
20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき	~~200 円 55 銭~~
40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき	~~300 円 82 銭~~
60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき	~~501 円 37 銭~~
100 ワットをこえる１灯につき 100 ワットまでごとに	~~501 円 37 銭~~

10 ワットまでの１灯につき	48 円 68 銭
10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき	97 円 35 銭
20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき	194 円 70 銭
40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき	292 円 04 銭
60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき	486 円 74 銭
100 ワットをこえる１灯につき 100 ワットまでごとに	486 円 74 銭

ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。	ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。
ⅲ　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金	ⅲ　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
を適用いたします。 (b) 小型機器料金 小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。	を適用いたします。 (b) 小型機器料金 小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。
50 ボルトアンペアまでの１機器につき ~~149 円 56 銭~~ 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの１機器につき ~~299 円 12 銭~~ 100 ボルトアンペアをこえる１機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに ~~299 円 12 銭~~	50 ボルトアンペアまでの１機器につき 145 円 20 銭 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの１機器につき 290 円 39 銭 100 ボルトアンペアをこえる１機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに 290 円 39 銭
e　そ　の　他 特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。 (ﾛ) 電灯標準接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a) 契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７〔契約負荷設備の総容量の算定〕によって総容量を定めます。）に次の係数を乗じてえた値が原則として50キロワット未満であること。	e　そ　の　他 特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。 (ﾛ) 電灯標準接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a) 契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７〔契約負荷設備の総容量の算定〕によって総容量を定めます。）に次の係数を乗じてえた値が原則として50キロワット未満であること。
最初の 50 キロワットにつき　80 パーセント 50 キロワットをこえる部分につき　70 パーセント	最初の 50 キロワットにつき　80 パーセント 50 キロワットをこえる部分につき　70 パーセント
(b) １需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，(a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が原則として50キロワット未満であること。 (c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，	(b) １需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，(a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が原則として50キロワット未満であること。 (c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
かつ，１需要場所における(a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	かつ，１需要場所における(a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　契約負荷設備	c　契約負荷設備
契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。	契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。
d　接続送電サービス料金	d　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基　本　料　金	(a) 基　本　料　金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
１接続送電サービスにつき　~~303 円 60 銭~~	１接続送電サービスにつき　304 円 58 銭
(b) 電 力 量 料 金	(b) 電 力 量 料 金
電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~11 円 91 銭~~	１キロワット時につき　11 円 54 銭
(ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス	(ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
(ロ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	(ロ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
c　契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	c　契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

１接続送電サービスにつき	~~303 円 60 銭~~

１接続送電サービスにつき	304 円 58 銭

(b) 電　力　量　料　金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i　昼　間　時　間

１キロワット時につき	~~12 円 94 銭~~

１キロワット時につき	12 円 53 銭

ii　夜　間　時　間

１キロワット時につき	~~10 円 81 銭~~

１キロワット時につき	10 円 46 銭

(ニ) 電灯従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ロ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 １キロワット時につき　~~16 円 90 銭~~ (ホ) 動力標準接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a) 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。 (b) １需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，(ロ) a (a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が原則として50キロワット未満であること。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，１需要場所における(ロ) a (a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによ	契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 １キロワット時につき　16 円 52 銭 (ホ) 動力標準接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a) 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。 (b) １需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，(ロ) a (a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が原則として50キロワット未満であること。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，１需要場所における(ロ) a (a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによ

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
って算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	って算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	(a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｉ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ｉ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　~~795 円 30 銭~~	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　797 円 20 銭
ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　~~652 円 30 銭~~	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　653 円 71 銭
(b) 電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b) 電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~8 円 16 銭~~	１キロワット時につき　7 円 59 銭
(c) そ　　の　　他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	(c) そ　　の　　他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
d　そ　　の　　他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	d　そ　　の　　他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
(ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス	(ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス
a　適　用　範　囲 (ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	a　適　用　範　囲 (ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	(a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｉ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ｉ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　~~795 円 30 銭~~	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　797 円 20 銭
ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　~~652 円 30 銭~~	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　653 円 71 銭
(b) 電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	(b) 電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
ｉ　昼　間　時　間	ｉ　昼　間　時　間
１キロワット時につき　~~8 円 84 銭~~	１キロワット時につき　8 円 23 銭
ⅱ　夜　間　時　間	ⅱ　夜　間　時　間
１キロワット時につき　~~7 円 41 銭~~	１キロワット時につき　6 円 90 銭
(c) そ　　の　　他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	(c) そ　　の　　他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。
ｄ　そ　　の　　他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	ｄ　そ　　の　　他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
(ﾄ)　動力従量接続送電サービス	(ﾄ)　動力従量接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
１キロワット時につき　~~21 円 21 銭~~	１キロワット時につき　20 円 66 銭
d　そ　の　他	d　そ　の　他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
ロ　高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合
(ｲ) 高圧標準接続送電サービス	(ｲ) 高圧標準接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。	接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。
また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島	また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	(a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　~~710 円 60 銭~~	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　713 円 93 銭
(b) 電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b) 電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~4 円 99 銭~~	１キロワット時につき　4 円 59 銭
(ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス a　適　用　範　囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調	(ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス a　適　用　範　囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	(a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　~~710 円 60 銭~~	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　713 円 93 銭
(b) 電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼　間　時　間	(b) 電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ｉ　昼　間　時　間
１キロワット時につき　~~5 円 40 銭~~	１キロワット時につき　5 円 02 銭
ⅱ　夜　間　時　間	ⅱ　夜　間　時　間
１キロワット時につき　~~4 円 55 銭~~	１キロワット時につき　4 円 14 銭
(ﾊ) 高圧従量接続送電サービス a　適　用　範　囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表	(ﾊ) 高圧従量接続送電サービス a　適　用　範　囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
１キロワット時につき　~~16 円 64 銭~~	１キロワット時につき　16 円 28 銭
ハ　特別高圧で供給する場合	ハ　特別高圧で供給する場合
(ｲ) 特別高圧標準接続送電サービス	(ｲ) 特別高圧標準接続送電サービス
a　適　用　範　囲 接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。	a　適　用　範　囲 接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電に	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電に

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
よる停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	よる停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　~~469 円 70 銭~~	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　472 円 49 銭
(b) 電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b) 電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　~~3 円 61 銭~~	１キロワット時につき　3 円 32 銭
(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス	(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス
a　適　用　範　囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	a　適　用　範　囲 (ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電に	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電に

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
よる停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	よる停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　~~469 円 70 銭~~	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　472 円 49 銭
(b) 電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 i　昼　間　時　間	(b) 電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 i　昼　間　時　間
１キロワット時につき　~~3 円 89 銭~~	１キロワット時につき　3 円 61 銭
ii　夜　間　時　間	ii　夜　間　時　間
１キロワット時につき　~~3 円 30 銭~~	１キロワット時につき　3 円 00 銭
(ハ) 特別高圧従量接続送電サービス a　適　用　範　囲 (イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	(ハ) 特別高圧従量接続送電サービス a　適　用　範　囲 (イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
１キロワット時につき　~~11 円 31 銭~~	１キロワット時につき　11 円 07 銭
ニ　力率割引および割増し	ニ　力率割引および割増し

現（令和５年12月27日実施）	新（令和６年４月１日実施）
高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。	高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。
(ｲ) 力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前９時から午後11時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表６（平均力率の算定）によるものといたします。 なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。	(ｲ) 力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前９時から午後11時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表６（平均力率の算定）によるものといたします。 なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。
(ﾛ) 力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。	(ﾛ) 力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。
ホ　そ　　の　　他	ホ　そ　　の　　他
(ｲ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。	(ｲ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
(ﾛ) 電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。	(ﾛ) 電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。
(ﾊ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。	(ﾊ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。
(ﾆ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。	(ﾆ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。
(ﾎ) 当社は，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。	(ﾎ) 当社は，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
(4) １年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い	(4) １年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い
高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった	高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
結果，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額から，イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。	結果，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額から，イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。
イ　ピークシフト割引額	イ　ピークシフト割引額
ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。	ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。
ピークシフト割引額　＝　次に定める割引単価　×　ハに定めるピークシフト電力	ピークシフト割引額　＝　次に定める割引単価　×　ハに定めるピークシフト電力

ピークシフト電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	~~603 円 90 銭~~
	特別高圧で供給する場合	~~399 円 30 銭~~

ピークシフト電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	606 円 85 銭
	特別高圧で供給する場合	401 円 62 銭

ロ　昼間時間最大電力	ロ　昼間時間最大電力
１年間を通じての昼間時間における最大の接続供給電力（以下「昼間時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，(2)イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。	１年間を通じての昼間時間における最大の接続供給電力（以下「昼間時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，(2)イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。
ハ　ピークシフト電力	ハ　ピークシフト電力
ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。 なお，(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。 また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電	ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。 なお，(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。 また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電

現（令和５年12月27日実施）	新（令和６年４月１日実施）
気の供給分以外の供給分について，(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の昼間時間最大電力 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ニ　１年間を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。	気の供給分以外の供給分について，(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の昼間時間最大電力 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ニ　１年間を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。
20　臨時接続送電サービス (1)　（略） (2)　（略） (3)　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。 イ　低圧で供給する場合 (ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあ	**20　臨時接続送電サービス** (1)　（略） (2)　（略） (3)　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。 イ　低圧で供給する場合 (ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあ

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）

ります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次によって算定された金額といたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	~~4 円 42 銭~~
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	~~8 円 84 銭~~
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	~~8 円 84 銭~~
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	~~88 円 47 銭~~
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	~~88 円 47 銭~~

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	4 円 29 銭
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	8 円 59 銭
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	8 円 59 銭
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	85 円 90 銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	85 円 90 銭

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 使用する電灯または小型機器について19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)を適用した場合の値が原則として50キロワット未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，

現（令和５年12月27日実施）	新（令和６年４月１日実施）
電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) d (a)において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	(a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) d (a)において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
(b) 電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) d (b)において適用される該当電力量料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。	(b) 電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) d (b)において適用される該当電力量料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。
(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス	(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス
a　適　用　範　囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。	a　適　用　範　囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。 また，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。 また，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき　~~114円06銭~~	臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき　109円74銭

現（令和５年12月27日実施）	新（令和６年４月１日実施）
d　そ　　の　　他 当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。 (ニ) 動力臨時接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 (b) 電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 ロ　高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。 (イ) 適　用　範　囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。 (ロ) 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。 (ハ) 臨時接続送電サービス料金	d　そ　　の　　他 当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。 (ニ) 動力臨時接続送電サービス a　適　用　範　囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 (b) 電 力 量 料 金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 ロ　高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。 (イ) 適　用　範　囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。 (ロ) 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。 (ハ) 臨時接続送電サービス料金

現（令和５年12月27日実施）	新（令和６年４月１日実施）
臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
ａ　基　本　料　金	ａ　基　本　料　金
基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｂ　電　力　量　料　金	ｂ　電　力　量　料　金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ)ｃ(b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ)ｃ(b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。
ハ　特別高圧で供給する場合	ハ　特別高圧で供給する場合
臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。	臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。
(ｲ) 適　用　範　囲	(ｲ) 適　用　範　囲
臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。	臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。
(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧	(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。	供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。
(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金	(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
ａ　基　本　料　金	ａ　基　本　料　金

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
b　電 力 量 料 金	b　電 力 量 料 金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。
ニ　力率割引および割増し	ニ　力率割引および割増し
高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。	高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。
ホ　そ　　の　　他	ホ　そ　　の　　他
臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。	臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。
(4)　（略）	(4)　（略）
21　予備送電サービス	**21　予備送電サービス**
(1)　（略）	(1)　（略）
(2)　（略）	(2)　（略）
(3) 予備送電サービス料金	(3) 予備送電サービス料金
予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。	予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。
なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。	なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。
また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用の電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。	また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用の電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。
イ　予備送電サービスＡ	イ　予備送電サービスＡ
予備送電サービス契約電力１キロワットにつき　高圧で供給する場合　~~124 円 30 銭~~	予備送電サービス契約電力１キロワットにつき　高圧で供給する場合　124 円 94 銭
予備送電サービス契約電力１キロワットにつき　特別高圧で供給する場合　~~82 円 50 銭~~	予備送電サービス契約電力１キロワットにつき　特別高圧で供給する場合　83 円 16 銭
ロ　予備送電サービスＢ	ロ　予備送電サービスＢ

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	~~151 円 80 銭~~
	特別高圧で供給する場合	~~106 円 70 銭~~

(4)　（略）

(5)　（略）

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	152 円 06 銭
	特別高圧で供給する場合	107 円 26 銭

(4)　（略）

(5)　（略）

22　系統連系受電サービス

(1) 適　用　範　囲

当社以外の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。

(2) 系統連系受電課金対象電力

各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。

(ﾛ)　(ｲ)以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその１月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

(ｲ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。

(ﾛ)　(ｲ)以外の場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。

(ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕に

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	よって換算するものといたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７〔契約負荷設備の総容量の算定〕によって総容量を定めます。）1,000ワット (ﾊ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）1,000ボルトアンペア (ﾆ)　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット ただし，(ﾛ)または(ﾊ)によってみなした接続送電サービス契約電力の単位は，最小位までといたします。 (3) 系統連系受電サービス料金 系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。 イ　基　本　料　金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。 系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　69円95銭 ロ　電　力　量　料　金 電力量料金は，その１月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　24銭 ハ　系統設備効率化割引 系統設備効率化割引は，基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引Ａ」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引Ｂ」といいます。）とし，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに，次により算定いたします。 (ｲ)　適　　用 ａ　系統設備効率化割引Ａ 受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ａ－１，Ａ－２またはＡ－３に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。 なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。 ｂ　系統設備効率化割引Ｂ

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	低圧または高圧で受電する場合で，連系変電所等が割引対象変電所等（別表２〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分Ｂ－１またはＢ－２に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。 なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。 (ﾛ)　系統設備効率化割引単価 系統設備効率化割引単価は，ａの系統設備効率化割引Ａ単価およびｂの系統設備効率化割引Ｂ単価を合計した値といたします。 ａ　系統設備効率化割引Ａ単価 系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。 (a)　受電電圧が標準電圧60,000ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	16円50銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	4円26銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	2円13銭

(b)　(a)以外の場合

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	16円50銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－２の場合	8円51銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－３の場合	4円26銭

ｂ　系統設備効率化割引Ｂ単価

系統設備効率化割引Ｂに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－１の場合	51円07銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ｂ－２の場合	26円19銭

(ﾊ)　系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は，(2)の系統連系受電課金対象電力に(ﾛ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。

ニ　そ　の　他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	てます。
22　発電量調整受電計画差対応電力 (1) 適　　用 発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) （略）	**23　発電量調整受電計画差対応電力** (1) 適　　用 発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) （略）
23　接続対象計画差対応電力 (1) 適　　用 38(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) （略）	**24　接続対象計画差対応電力** (1) 適　　用 39(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) （略）
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 (1) （略） (2) （略）	**25　需要抑制量調整受電計画差対応電力** (1) （略） (2) （略）
25　給電指令時補給電力 (1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 38(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 (2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金	**26　給電指令時補給電力** (1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 39(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 (2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，3~~0~~（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，3~~8~~（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
2~~6~~　**料金の適用開始の時期** （略） 2~~7~~　**検　　針　　日** 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。 なお，高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。~~ただし~~，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，~~契約者または発電契約者と当社との協議によって，~~受電地点における検針日と供給地点における検針日~~を~~同一の日と~~することがあります~~。 (2)　（略） (3)　（略）	2~~7~~　**料金の適用開始の時期** （略） 2~~8~~　**検　　針　　日** 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。 なお，高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。 また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。 (2)　（略） (3)　（略）

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
(4)　(略)	(4)　(略)
(5)　(略)	(5)　(略)
(6)　(略)	(6)　(略)
(7)　(略)	(7)　(略)
2~~8~~　料金の算定期間	**29　料金の算定期間**
(1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。	(1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。
イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。	イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。
ロ　当社があらかじめ契約者に~~電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「~~計量日~~」と~~いいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。	ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。
ハ　定額接続送電サービスの料金または3~~0~~（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。	ハ　定額接続送電サービスの料金または31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。
	(2) 系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。
	イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。
	ロ　当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合，電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。
(~~2~~)　(略)	(3)　(略)

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
~~29~~　計　　量 (1) 当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。 また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として3~~7~~（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，3~~0~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 (2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。 (3) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。	**30　計　　量** (1) 当社は，発電量調整受電電力量および最大連系電力等は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。 また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 (2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。 なお，発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは，発電契約者を通じて行ないます。 (3) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。
3~~0~~　電力および電力量の算定 (1)　（略） (2) 発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 (3)　（略）	**3~~1~~　電力および電力量の算定** (1)　（略） (2) 発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 ハ　系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 また，料金の算定期間の発電量調整受電電力量は，30分ごとの発電量調整受電電力量を，受電地点ごとに，料金の算定期間（ただし，発電契約者が受電地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。 (3)　（略）

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
(4)　（略）	(4)　（略）
(5)　（略）	(5)　（略）
(6)　（略）	(6)　（略）
(7)　（略）	(7)　（略）
(8)　（略）	(8)　（略）
(9)　（略）	(9)　（略）
(10)　接続対象電力量 接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量　×　1 ／（１－損失率（3~~1~~〔損失率〕に定める損失率といたします。））	(10)　接続対象電力量 接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量　×　1 ／（１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）
ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。 (ｲ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値 ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。 （接続供給電力量　×　1 ／（１－損失率（3~~1~~〔損失率〕に定める損失率といたします。））　－　需要抑制量調整受電計画電力量	ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。 (ｲ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値 ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。 （接続供給電力量　×　1 ／（１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。））　－　需要抑制量調整受電計画電力量
(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。	(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量	ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量
(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。	(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。
接続供給電力量　×　$\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$	接続供給電力量　×　$\frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$
b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合	b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合
(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。	(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。
当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値　－　需要抑制量調整受電計画電力量	当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値　－　需要抑制量調整受電計画電力量
(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。	(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。
ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量	ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量
(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。	(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。
当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値	当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値
(d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。	(d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。
接続供給電力量　×　$\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$	接続供給電力量　×　$\frac{1}{1-\text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$
(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値	(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値
ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量	ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量
(11)　(略)	(11)　(略)

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
⑿　（略） ⒀　（略） ⒁　需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値 (ｲ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　０ (ﾛ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電 力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン − (接続供給電力量 × 1 / (１－損失率（3~~1~~〔損失率〕に定める損失率といたします。）)) (ﾊ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量 ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）	⑿　（略） ⒀　（略） ⒁　需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値 (ｲ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　０ (ﾛ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電 力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン − (接続供給電力量 × 1 / (１－損失率（3<u>2</u>〔損失率〕に定める損失率といたします。）)) (ﾊ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量 ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

現（令和５年12月27日実施）	新（令和６年４月１日実施）
需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン － (接続供給電力量 × 1 / 1－損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）) ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。	需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン － (接続供給電力量 × 1 / 1－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）) ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。
(15)　(略)	(15)　(略)
(16)　(略)	(16)　(略)
(17)　(略)	(17)　(略)
(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。	(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。
(ｲ)　(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電力量	(ｲ)　(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電力量
(ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。	(ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合	a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合
b　3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。	b　3**9**（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。
c　3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。	c　3**9**（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。
d　3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。	d　3**9**（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。
(ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。	(ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。
a　3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	a　3**9**（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および3**9**（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（3~~8~~〔給電指令の実施等〕(2)ニの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3**9**（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（3**9**〔給電指令の実施等〕(2)ニの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 3**9**（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，3**9**（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量とし，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3**9**（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 3**9**（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，3**9**（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量とし，3**9**（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 b　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令	された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 b　ファーム電源に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 d　38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 d　39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
e　3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および3~~8~~（給電指令の実施等）(2) ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	e　3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2) ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合 3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量とし，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電	(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量とし，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電

現（令和５年12月27日実施）	新（令和６年４月１日実施）
指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量 － 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量 － 3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは3<u>9</u>（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補

現（令和５年12月27日実施）	新（令和６年４月１日実施）
給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
⑳ （略）	⑳ （略）
㉑ （略）	㉑ （略）
㉒ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量	㉒ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量
ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⑭ロを適用している場合で，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 ／ （１－損失率（3~~1~~〔損失率〕に定める損失率といたします。）） － ベースライン	ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⑭ロを適用している場合で，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 ／ （１－損失率（3**2**〔損失率〕に定める損失率といたします。）） － ベースライン
㉓ （略）	㉓ （略）
㉔ （略）	㉔ （略）
㉕ （略）	㉕ （略）
㉖ 2~~7~~（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	㉖ 2**8**（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量**，最大連系電力等**または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量**，最大連系電力等**または最大需要電力等といたします。
㉗ （略）	㉗ （略）
㉘ （略）	㉘ （略）
㉙ 計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量また	㉙ 計量器の故障等により電力量**，最大連系電力等**または最大需要電力等を正しく計量できない場合

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
は最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表９（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。	には，電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量，最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表９（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。
31 損　　失　　率	32 損　　失　　率
この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。	この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。
低圧で供給する場合　6.0 パーセント	低圧で供給する場合　6.4 パーセント
高圧で供給する場合　2.5 パーセント	高圧で供給する場合　2.6 パーセント
特別高圧で供給する場合　0.6 パーセント	特別高圧で供給する場合　0.6 パーセント
32 料 金 の 算 定	33 料 金 の 算 定
(1) 送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。	(1) 送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。
イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合	イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合
ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合	ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合
	ハ　発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合
ハ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合	ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合
ニ　28（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。	ホ　29（料金の算定期間）(1)イの場合で供給側検針期間の日数がその供給側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
ホ　28（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。	ヘ　29（料金の算定期間）(1)ロの場合で供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	ト　29（料金の算定期間）(2)イの場合で受電側検針期間の日数がその受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。 チ　29（料金の算定期間）(2)ロの場合で受電側計量期間の日数がその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。
(2)　当社は，(1)ロ，ハ，ニまたは~~ホ~~の場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金~~および~~ピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。 イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 １月の該当料金　×　日割計算対象日数 ／ 検針期間の日数 ただし，(1)~~ニ~~または~~ホ~~に該当する場合は， １月の該当料金　×　日割計算対象日数 ／ 暦日数 といたします。 ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合 １月の該当割引額　×　日割計算対象日数 ／ 検針期間の日数 ただし，(1)~~ニ~~または~~ホ~~に該当する場合は， １月の該当割引額　×　日割計算対象日数 ／ 暦日数 といたします。	(2)　当社は，(1)ロ，ハ，ニ，ホ，ヘ，トまたはチの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金，ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について，次の式により日割計算をいたします。 イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 １月の該当料金　×　日割計算対象日数 ／ 供給側検針期間または受電側検針期間の日数 ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は， １月の該当料金　×　日割計算対象日数 ／ 暦日数 といたします。 ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合 １月の該当割引額　×　日割計算対象日数 ／ 供給側検針期間または受電側検針期間の日数 ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は， １月の該当割引額　×　日割計算対象日数 ／ 暦日数 といたします。
(3)　(1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)~~ハ~~の場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。	(3)　(1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。
	(4)　(1)ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)ニの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。
(4)　契約者が供給地点を新たに設定し，~~または~~供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点を新たに設定した場合 供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。	(5)　契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日まで

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
ロ　供給地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。	の日数といたします。 ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。
(5) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。	(6) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。
(6) 28（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，計量日といたします。	(7) 29（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，供給側計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。
	(8) 29（料金の算定期間）(2)ロの場合は，(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，受電側計量期間の日数といたします。ただし，発電契約者が受電地点を新たに設定し，または受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，計量日といたします。
(7) 契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点を新たに設定した場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 ロ　供給地点を消滅させる場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	(9) 契約者が供給地点を新たに設定し，もしくは供給地点を消滅させる場合，または発電契約者が受電地点を新たに設定し，もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。
(8) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。 イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。 ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。	(10) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。 イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。 ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。
(9) 供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停	(11) 供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。	合，停止期間中の日数には，接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み，接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。
33　支払義務の発生および支払期日	34　支払義務の発生および支払期日
(1)　日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生いたします。	(1)　日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。
	(2)　系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。
(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，27（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合，30（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。	(3)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合，31（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。
(3)　(1)の日程等別料金または(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	(4)　(1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
イ　54（解約等）(1)により解約となった場合	イ　55（解約等）(1)により解約となった場合
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合
ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合	ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合
ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合	ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合
ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合	ホ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合
ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合	ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合
(4)　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。	(5)　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。
イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとな	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当する

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
った日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。	ことなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(~~3~~)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。
なお，(~~3~~)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。	なお，(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。
(~~5~~)　当社は，(~~2~~)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	(6)　当社は，(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
3~~4~~　料金その他の支払方法	**3~~5~~　料金その他の支払方法**
(1)（略）	(1)　（略）
(2)（略）	(2)　（略）
	(3) 発電者の料金その他の支払方法は，次によります。
	イ　発電者の料金については，ロによって支払われる場合を除き，そのつど，発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。 なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。
	ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。
	(ｲ) 発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合
	(ﾛ)　発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で，発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。
	(ﾊ) その他当社が必要と認めた場合

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。 (ｲ) イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。 (ﾛ) ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関に払い込まれたとき。 ニ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。 ホ　発電者の料金は，原則として，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 ヘ　この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金，延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金，違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電者の負担といたします。
(3)　(略)	(4)　(略)
(4)　(略)	(5)　(略)
35　保　　証　　金	36　保　　証　　金
(1) 契約者の場合は，次によります。	(1) 契約者の場合は，次によります。
イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。	イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。
(ｲ) 料金の支払いの延滞があった場合	(ｲ) 料金の支払いの延滞があった場合
(ﾛ) 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，30（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，39（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。	(ﾛ) 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，40（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。
(ﾊ) 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合	(ﾊ) 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合
ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。	ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。
ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。	ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。
ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。	ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。
ホ　当社は，保証金について利息を付しません。	ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
へ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	へ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
(2)　（略）	(2)　（略）
	(3) 発電者の場合は，次によります。
	イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
	ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。
	ハ　当社は，系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電者の支払額に充当することがあります。
	ニ　当社は，保証金について利息を付しません。
	ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
(3)　（略）	(4)　（略）
36　連　帯　責　任	37　連　帯　責　任
（略）	（略）
Ⅴ　供　　給	**Ⅴ　供　　給**
37　託送供給等の実施	38　託送供給等の実施
(1) 接続供給の場合	(1) 接続供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
(ｲ) 契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。	(ｲ) 契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。
(ﾛ) 契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。	(ﾛ) 契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。
ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
なお，当社は，38（給電指令の実施等）および74（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。	なお，当社は，39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。
(2)　（略）	(2)　（略）
(3)　発電量調整供給の場合	(3)　発電量調整供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
(ｲ)　発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。	(ｲ)　発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
(ﾛ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。	(ﾛ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。
ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。
ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるとき	なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるとき

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
には，あらかじめ定めた発電場所について，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。	には，あらかじめ定めた発電場所について，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。
チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
なお，当社は，38（給電指令の実施等）および74（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。	なお，当社は，39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。
(4)　（略）	(4)　（略）
38　給電指令の実施等	39　給電指令の実施等
(1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。	(1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。
(2)　（略）	(2)　（略）
(3)　（略）	(3)　（略）
(4)　（略）	(4)　（略）
(5)　（略）	(5)　（略）
~~(6)　当社は，(2)イ，ロ，ヘまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。~~	(5)　（略）
~~イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。~~	
~~(イ)　割　引　の　対　象~~	
~~電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。~~	
~~(ロ)　割　　引　　率~~	
~~１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。~~	
~~(ハ)　制限または中止延べ日数の計算~~	
~~延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。~~	
~~ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が~~	

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 (ｲ) 割 引 の 対 象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ) 割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。 (ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） a　接続供給電力を制限した場合 H’ ＝ H×（D－d）／D H’ ＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合 H’ ＝ H×（A－B）／A H’ ＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量 B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。	(6) 当社は，(2)イ，ロ，ニ，ホ，ヘまたは(3)によって，発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合，(2)ロの場合で，発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止することが明らかな場合または(2)への場合（低圧で受電する場合を含みます。）で，電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット未満となるとき。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	(ｲ)　割 引 の 対 象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 (ﾊ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で受電する場合で，同時最大受電電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合 (ｲ)　割 引 の 対 象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし，33（料金の算定）(1) イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。 (ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） ａ　発電量調整受電電力を制限した場合 Ｈ’＝Ｈ×（Ｄ－ｄ）／Ｄ Ｈ’＝　修正時間 Ｈ　＝　制限時間 Ｄ　＝　当該受電地点の同時最大受電電力 ｄ　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値 ｂ　発電量調整受電電力量を制限した場合 Ｈ’＝Ｈ×（Ａ－Ｂ）／Ａ Ｈ’＝　修正時間 Ｈ　＝　制限時間 Ａ　＝　制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量 Ｂ　＝　制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量 ｃ　発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
(7) (6)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が~~契約者~~に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。 ~~なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。~~	(7) (6)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。
	(8) 当社は，(2)または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。
(~~8~~) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合~~には，(6)および(7)に準じて割引を行ない~~料金~~を算定いたします~~。	(9) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合，これにともなう料金の減額は行ないません。
(~~9~~) （略）	(10) （略）
~~39~~ **適正契約の保持等** (1) 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。	**40 適正契約の保持等** (1) 当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。
(2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。	(2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。
(3) 当社は，3~~0~~（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，3~~0~~（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，3~~0~~（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），3~~0~~（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または3~~0~~（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。	(3) 当社は，3~~1~~（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，3~~1~~（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，3~~1~~（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），3~~1~~（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または3~~1~~（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。
4~~0~~ 契 約 超 過 金 (1) （略）	**4~~1~~ 契 約 超 過 金** (1) （略） (2) 発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として発電者から申し受けます。 なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループ

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	ごとに定めます。 イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合 (ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 その１月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。 (ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 その１月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，　差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 ロ　発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合 (ｲ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (ﾛ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません 。 ハ　イおよびロにおいて，契約超過受電電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。 (ｲ)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (ﾛ)　電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７〔契約負荷設備の総容量の算定〕によって総容量を定めます。）1,000 ワット (ﾊ)　電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）1,000ボルトアンペア (ﾆ)　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット ただし，(ﾛ)または(ﾊ)によってみなした接続送電サービス契約電力の単位は，最小位までといたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
~~(2)　契約超過金は，~~契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。	(3)　契約超過金の支払期日および支払方法については，次のとおりといたします。 イ　契約者の場合 契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。 ロ　発電者の場合 同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は，受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。
4~~1~~　力　率　の　保　持 （略）	**42　力　率　の　保　持** （略）
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (1)　（略） (2)　7~~4~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 (3)　（略） (4)　（略） (5)　4~~4~~（託送供給等の停止），5~~2~~（契約の廃止）または5~~4~~（解約等）により必要な処置 (6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約~~および~~発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務	**43　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施** 当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (1)　（略） (2)　7~~5~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 (3)　（略） (4)　（略） (5)　4~~5~~（託送供給等の停止），5~~3~~（契約の廃止）または5~~5~~（解約等）により必要な処置 (6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務
4~~3~~　託送供給等にともなう協力 （略）	**44　託送供給等にともなう協力** （略）
44　託送供給等の停止 (1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	**45　託送供給等の停止** (1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合
ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合	ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合
ハ　6~~1~~（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合	ハ　62（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合
(2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合
ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，~~または~~電気を使用された場合	ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合
ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合	ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合
ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。	ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。
ホ　4~~2~~（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合	ホ　43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合
ヘ　~~43~~（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合	ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合
(3) 契約者~~または~~発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~発電契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(3) 契約者，発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合	イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合
ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合	ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合
ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合	ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合
ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合	ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合
ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ﾄ)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ﾊ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ﾊ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）	ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ﾄ)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ﾊ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ﾊ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）
(4)　（略）	(4)　（略）
(5)　（略）	(5)　（略）
4~~5~~　託送供給等の停止の解除	**46　託送供給等の停止の解除**
4~~4~~（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電	45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。	契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。
46　託送供給の停止期間中の料金 44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を32（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。	**47　託送供給等の停止期間中の料金** 45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。
47　違　　約　　金 (1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として託送供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。 イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　44（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合 (2) (1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3) 不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。	**48　違　　約　　金** (1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として託送供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から，系統連系受電契約については発電者から申し受けます。 イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　45（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合 (2) (1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3) 不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。
48　損害賠償の免責 (1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (2) 44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または54（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (3) 44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または54（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が54（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。	**49　損害賠償の免責** (1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (2) 45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または55（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (3) 45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が55（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
(4)　（略）	(4)　（略）
49　設 備 の 賠 償 （略）	50　設 備 の 賠 償 （略）
Ⅵ　契約の変更および終了	**Ⅵ　契約の変更および終了**
50　契 約 の 変 更 (1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。 (2) 契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。 イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。 ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。 (ｲ) 当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。 (ﾛ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。 (3)　（略） (4)　（略）	51　契 約 の 変 更 (1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。 (2) 契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。 ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。 イ　契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行ないます。 ロ　契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。 (ｲ) 当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。 (ﾛ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。 (3)　（略） (4)　（略）
51　名 義 の 変 更 合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続	52　名 義 の 変 更 合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者~~または~~発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは振替供給契約~~または~~当該発電量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)~~チ~~に定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。	当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。
52　契　約　の　廃　止	53　契　約　の　廃　止
(1)　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。	(1)　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。
	(2)　当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。
(2) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，54（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。	(3) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ　当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。
	(4)　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 なお，この場合には，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
(~~3~~) （略）	(5) （略）
5~~3~~ 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算	**5~~4~~ 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算**
(1) 次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。	(1) 次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(ｲ) 低圧で供給する場合	(ｲ) 低圧で供給する場合
a　契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社は，契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，7~~1~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。	a　契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社は，契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，7~~2~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。
b　契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サ	b　契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サ

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
ービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　また，当社の供給設備のうち19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，7~~1~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。 d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。 (ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合 a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，7~~1~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，7~~1~~（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 (ﾊ) 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受	ービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 　また，当社の供給設備のうち19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。 d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。 (ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合 a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 　なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 (ﾊ) 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少することといたします。	電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少することといたします。
ロ　発電量調整供給の場合	ロ　発電量調整供給の場合
(ｲ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	(ｲ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
(ﾛ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	(ﾛ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
(2)　(略)	(2)　(略)
(3)　(略)	(3)　(略)
54　解　　約　　等	55　解　　約　　等
(1) 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	(1) 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
~~なお，~~この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。 また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。	この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。 また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。
イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合	イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合	ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合
(ｲ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	(ｲ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
	(ﾛ)　発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日を

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	あらかじめ定めた場合で，あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。
(ﾛ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	(ﾊ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合
(ﾊ) 料金以外の債務を支払われない場合	(ﾆ) 料金以外の債務を支払われない場合
	(ﾎ) 当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合
ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。	ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。
(ｲ) ８（契約の要件）を欠くに至った場合	(ｲ) ８（契約の要件）を欠くに至った場合
(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。	(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。
(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合	(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合
(ﾄ) その他この約款に反した場合	(ﾄ) その他この約款に反した場合
(2)　(略)	(2)　(略)
	(3)　発電者がその発電場所において，その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
	(4)　発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており，かつ，発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で，系統連系受電契約を解約したときは，当該発電契約者からの申出がない場合であっても，発電量調整供給契約を変更していただくものとし，当社は，その旨を発電契約者に通知いたします。 なお，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	(5)　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。 この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。
55　**契約消滅後の債権債務関係** 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。	56　**契約消滅後の債権債務関係** 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**
56　**受電地点，供給地点および施設** (1) 受　電　地　点 イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。 ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。 (ｲ) 山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合 (ﾛ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合 (ﾊ)　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 (ﾆ) 58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合 (ﾎ) その他特別の事情がある場合 (2) 供　給　地　点 イ　接続供給の場合 (ｲ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。 (ﾛ) 供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議によ	57　**受電地点，供給地点および施設** (1) 受　電　地　点 イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。 ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。 (ｲ) 山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合 (ﾛ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合 (ﾊ)　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 (ﾆ) 59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合 (ﾎ) その他特別の事情がある場合 (2) 供　給　地　点 イ　接続供給の場合 (ｲ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。 (ﾛ) 供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議によ

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
り，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。	り，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。
a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合	a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合
b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合	b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合
c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。	c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。
d　5~~8~~（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合	d　5**9**（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合
e　その他特別の事情がある場合	e　その他特別の事情がある場合
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
供給地点は，会社間連系点といたします。	供給地点は，会社間連系点といたします。
(3)　(略)	(3)　(略)
(4)　(略)	(4)　(略)
(5)　(略)	(5)　(略)
5~~7~~　架 空 引 込 線	5**8**　架 空 引 込 線
(略)	(略)
5~~8~~　地 中 引 込 線	5**9**　地 中 引 込 線
(1)　(略)	(1)　(略)
(2)　(略)	(2)　(略)
(3)　(略)	(3)　(略)
(4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，6~~5~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または6~~8~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。	(4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，6**6**（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または6**9**（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。
~~5~~**9**　連 接 引 込 線 等	**60**　連 接 引 込 線 等
(略)	(略)
6~~0~~　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法	6**1**　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法
(略)	(略)
6~~1~~　引 込 線 の 接 続	6**2**　引 込 線 の 接 続

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
（略）	（略）
62　計量器等の取付け	**63　計量器等の取付け**
(1) 料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の２次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。	(1) 料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の２次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。
イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。	イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。
ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は66（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。	ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。
(2)　（略）	(2)　（略）
(3)　（略）	(3)　（略）
(4)　（略）	(4)　（略）
(5)　（略）	(5)　（略）
(6)　（略）	(6)　（略）
63　通信設備等の施設	**64　通信設備等の施設**
（略）	（略）
64　専用供給設備	**65　専用供給設備**
(1) 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。	(1) 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。
イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合	イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合
ロ　43（託送供給等にともなう協力）の場合	ロ　44（託送供給等にともなう協力）の場合
ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが	ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
適当と認められる場合 (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略） (5)　（略）	適当と認められる場合 (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略） (5)　（略）
Ⅷ　工事費の負担	**Ⅷ　工事費の負担**
65　受電地点への供給設備の工事費負担金 (1)　（略） (2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 (ﾛ) 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし，この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)aただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。 ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額 新増加契約受電電力１キロワットにつき　3,630 円 00 銭 ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに	**66　受電地点への供給設備の工事費負担金** (1)　（略） (2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 (ﾛ) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし，この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)aただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。 ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額 新増加契約受電電力１キロワットにつき　3,630 円 00 銭 ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，6~~4~~（専用供給設備）(2)によるものといたします。	予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，6<u>5</u>（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，6~~1~~（引込線の接続），6~~2~~（計量器等の取付け）または6~~3~~（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，6<u>2</u>（引込線の接続），6<u>3</u>（計量器等の取付け）または6<u>4</u>（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　4~~3~~（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	ロ　4<u>4</u>（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(4)　（略）	(4)　（略）
(5)　（略）	(5)　（略）
(6)　（略）	(6)　（略）
(7)　（略）	(7)　（略）
6~~6~~　受電用計量器等の工事費負担金	**6<u>7</u>　受電用計量器等の工事費負担金**
（略）	（略）
6~~7~~　会社間連系設備の工事費負担金	**6<u>8</u>　会社間連系設備の工事費負担金**
（略）	（略）
6~~8~~　供給地点への供給設備の工事費負担金	**6<u>9</u>　供給地点への供給設備の工事費負担金**
(1)　（略）	(1)　（略）
(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金	(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
(ｲ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の	(ｲ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。	場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。
(ﾛ) 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。	(ﾛ) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。
ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。	ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	ロ　44（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
(4) 工事費の算定	(4) 工事費の算定
(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。	(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。
イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また，算定にあたっては，次のとおりといたします。	イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また，算定にあたっては，次のとおりといたします。
(ｲ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。	(ｲ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。
(ﾛ) 土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	(ﾛ) 土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
(ﾊ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさ	(ﾊ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさ

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
ないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾆ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。 (ﾎ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。 (ﾍ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，7~~1~~（臨時工事費）に準じて算定いたします。 ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 ハ　低圧または高圧で供給する場合で，(2)イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。 ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$ ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。 ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。 (ｲ) 高圧で供給する場合 (1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。 (ﾛ) 特別高圧で供給する場合 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。	ないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾆ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。 (ﾎ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。 (ﾍ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，7<u>2</u>（臨時工事費）に準じて算定いたします。 ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 ハ　低圧または高圧で供給する場合で，(2)イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。 ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$ ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。 ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。 (ｲ) 高圧で供給する場合 (1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。 (ﾛ) 特別高圧で供給する場合 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。	なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。
ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
チ　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。	チ　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。
~~69~~　工事費負担金の申受けおよび精算	**70　工事費負担金の申受けおよび精算**
(1)　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。 なお，９（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。	(1)　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。 なお，９（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。
(2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。	(2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。
イ　6~~8~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。	イ　69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。
(ｲ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合	(ｲ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合
(ﾛ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合	(ﾛ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合
ロ　6~~5~~（受電地点への供給設備の工事費負担金），6~~6~~（受電用計量器等の工事費負担金），6~~7~~（会社間連系設備の工事費負担金），6~~8~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（6~~8~~〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および6~~8~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。	ロ　66（受電地点への供給設備の工事費負担金），67（受電用計量器等の工事費負担金），68（会社間連系設備の工事費負担金），69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。
(ｲ)　低圧または高圧で受電または供給する場合	(ｲ)　低圧または高圧で受電または供給する場合
a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合	a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合
b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）	b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）
c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合	c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合
(ﾛ)　特別高圧で受電または供給する場合	(ﾛ)　特別高圧で受電または供給する場合

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
原則としてすべての場合	原則としてすべての場合
(3)　（略）	(3)　（略）
(4)　当社は，65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。	(4)　当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。
(5)　（略）	(5)　（略）
(6)　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。 また，工事費負担金契約書（72〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。	(6)　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。 また，工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。
70　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け	**71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け**
（略）	（略）
71　臨 時 工 事 費	**72　臨 時 工 事 費**
(1)　（略）	(1)　（略）
(2)　臨時工事費を申し受ける場合は，68（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。	(2)　臨時工事費を申し受ける場合は，69（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。
(3)　（略）	(3)　（略）
(4)　臨時工事費の精算は，69（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。	(4)　臨時工事費の精算は，70（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。
72　工事費等に関する契約書の作成	**73　工事費等に関する契約書の作成**
（略）	（略）

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
Ⅸ　保　　安	**Ⅸ　保　　安**
73　保 安 の 責 任 （略）	**74　保 安 の 責 任** （略）
74　保安等に対する発電者および需要者の協力 （略）	**75　保安等に対する発電者および需要者の協力** （略）
75　調　　査 （略）	**76　調　　査** （略）
76　調 査 等 の 委 託 (1) 当社は，75（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 (2) （略）	**77　調 査 等 の 委 託** (1) 当社は，76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 (2) （略）
77　調査に対する需要者の協力 (1) （略） (2) 当社は，75（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。	**78　調査に対する需要者の協力** (1) （略） (2) 当社は，76（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。
78　検査または工事の受託 （略）	**79　検査または工事の受託** （略）
79　自家用電気工作物 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。 (1) 75（調　　査） (2) 76（調 査 等 の 委 託） (3) 77（調査に対する需要者の協力） (4) 78（検査または工事の受託）	**80　自家用電気工作物** 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。 (1) 76（調　　査） (2) 77（調 査 等 の 委 託） (3) 78（調査に対する需要者の協力） (4) 79（検査または工事の受託）
附　　則	**附　　則**
１　実　施　期　日 この約款は，令和5年12月27日から実施いたします。	**１　実　施　期　日** この約款は，令和6年4月1日から実施いたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
３　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置 (1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1) 適　用　範　囲 イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 (ｲ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）（以下「揚水最大電力」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力（以下「その他最大電力」といいます。） (ﾛ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。） ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等に~~従って~~揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。 (2)　（略） (3) 電力および電力量の算定 当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，3~~0~~（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。 イ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と	**３　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置** (1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1) 適　用　範　囲 イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 (ｲ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）（以下「揚水最大電力」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力（以下「その他最大電力」といいます。） (ﾛ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。） ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等に<u>したがって</u>揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。 (2)　（略） (3) 電力および電力量の算定 当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，3<u>1</u>（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。 イ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応補給電力量	ロ　接続対象計画差対応補給電力量
接続対象計画電力量が接続対象電力量を上回る場合に，その差分の電力量	接続対象計画電力量が接続対象電力量を上回る場合に，その差分の電力量
ハ　接続対象計画差対応余剰電力量	ハ　接続対象計画差対応余剰電力量
接続対象電力量が接続対象計画電力量を上回る場合に，その差分の電力量	接続対象電力量が接続対象計画電力量を上回る場合に，その差分の電力量
(4) 計量器等の取付け	(4) 計量器等の取付け
料金の算定上必要な計量器等については，6~~2~~（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。	料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，~~29~~（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。	(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。
４　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］	**４　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］**
(1)　（略）	(1)　（略）
(2)　（略）	(2)　（略）
(3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，5~~0~~（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。	(3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，51（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。
(4)　（略）	(4)　（略）
(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。	イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。
ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，2~~2~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，2~~2~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，2~~2~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調

現（令和５年12月27日実施）	新（令和６年４月１日実施）
整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ﾛ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ﾛ)に準じて算定したものの合計といたします。	整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ﾛ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ﾛ)に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2) ニの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2) ニの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (ｲ) 28（料金の算定期間） (ﾛ) 32（料金の算定） (ﾊ) 33（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ) 34（料金その他の支払方法） (ﾎ) 35（保証金）	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (ｲ) 29（料金の算定期間） (ﾛ) 33（料金の算定） (ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ) 35（料金その他の支払方法） (ﾎ) 36（保証金）

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
(ﾍ) 47（違約金）	(ﾍ) 48（違約金）
(ﾄ) 54（解約等）	(ﾄ) 55（解約等）
ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行い，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行い，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。	イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。
ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(ｲ) 28（料金の算定期間）	(ｲ) 29（料金の算定期間）
(ﾛ) 32（料金の算定）	(ﾛ) 33（料金の算定）
(ﾊ) 33（支払義務の発生および支払期日）	(ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ) 34（料金その他の支払方法）	(ﾆ) 35（料金その他の支払方法）
(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）におい	(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）におい

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
て，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。	て，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。
イ　適　　用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。 (ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合 (ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合	イ　適　　用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。 (ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合 (ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合
ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　計　　量 当社は，~~29~~（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，3~~0~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	ハ　計　　量 当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
ニ　3~~7~~（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。	ニ　38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。
ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。	ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。
(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。
イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の	イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。	料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，3~~7~~（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。	ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。
ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。	ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。
(9) その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。	(9) その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。
５　~~発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等~~についての特別措置	**５　離島についての特別措置**
	(1) 系統連系受電サービス料金 電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は，22（系統連系受電サービス）(3)イにかかわらず，次のとおりといたします。
	系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき：特別高圧系統のある離島（宮古島，池間島，大神島，来間島，伊良部島，下地島，石垣島，竹富島，西表島，鳩間島，由布島，小浜島，黒島，新城島（上地），新城島（下地））　67 円 60 銭
	系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき：特別高圧系統のない離島（粟国島，渡名喜島，久米島，奥武島，オーハ島，北大東島，南大東島，多良間島，水納島，波照間島，与那国島）　67 円 58 銭
(~~1~~) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 ~~電気事業法第２条第１項第８号イに定める~~離島~~（以下「離島」といいます。）~~における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，2~~2~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，2~~3~~（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，2~~4~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，2~~5~~（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。	(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
1キロワット時につき　~~38円71銭~~	1キロワット時につき　38円90銭
ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。	ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。
(~~2~~) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等	(3) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等
離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，2~~2~~（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，2~~3~~（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または2~~4~~（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。	離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。
1キロワット時につき　19円84銭	1キロワット時につき　19円84銭
6　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い	**6　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い**
発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，~~29~~（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。
7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置	**7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置**
(1)　（略）	(1)　（略）
(2)　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。	(2)　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。 なお，高圧または特別高圧で受電する場合の最大連系電力等は，原則として，発電量調整受電電力の最大値といたします。
8　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置	**8　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置**
(1)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，3~~0~~（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，3~~0~~（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみ	(1)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみ

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
なします。 (2)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，3~~0~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。	なします。 (2)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。
９　損害賠償の免責についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］ 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，3~~8~~（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ト において特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，4~~8~~（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。	**９　損害賠償の免責についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］** 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，49（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。
11　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 (1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適　用　範　囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (ｲ)　軽負荷期（毎年１月１日から４月30日までおよび11月１日から12月31日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日または「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，１月４日，　12月30日および12月31日の午前９時から午後５時までの時間 (ﾛ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出	**11　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置** (1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適　用　範　囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (ｲ)　軽負荷期（毎年１月１日から４月30日までおよび11月１日から12月31日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日または「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，１月４日，　12月30日および12月31日の午前９時から午後５時までの時間 (ﾛ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
(ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に~~かかる~~事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。	(ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。
(ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。	(ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。
ハ　接続送電サービス契約電力	ハ　接続送電サービス契約電力
接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 また，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときの昼間時間最大電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，(ｲ)とし，ピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ハにかかわらず，(ﾛ)といたします。	接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 また，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときの昼間時間最大電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，(ｲ)とし，ピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ハにかかわらず，(ﾛ)といたします。
(ｲ) 昼間時間最大電力	(ｲ) 昼間時間最大電力
昼間時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ(ｲ)または(ﾛ)の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。	昼間時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ(ｲ)または(ﾛ)の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。
(ﾛ) ピークシフト電力	(ﾛ) ピークシフト電力
ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。 また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ(ｲ)または(ﾛ)の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足	ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。 また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ(ｲ)または(ﾛ)の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の昼間時間最大電力 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の昼間時間最大電力 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。	ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。
ホ　そ　の　他 (ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 (ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。	ホ　そ　の　他 (ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 (ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。
(2)　１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置 イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前９時から午後５時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前９時から午後５時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ) ピークシフト割引額	(2)　１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置 イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前９時から午後５時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前９時から午後５時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ) ピークシフト割引額

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうハのピークシフト電力は，(ハ)のピークシフト電力といたします。	ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうハのピークシフト電力は，(ハ)のピークシフト電力といたします。
(ﾛ) 負荷移行元時間最大電力	(ﾛ) 負荷移行元時間最大電力
１年間を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における最大の接続供給電力（以下「負荷移行元時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。	１年間を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における最大の接続供給電力（以下「負荷移行元時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。
(ﾊ) ピークシフト電力	(ﾊ) ピークシフト電力
ピークシフト電力は，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。 また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の負荷移行元時間最大電力	ピークシフト電力は，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。 また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の負荷移行元時間最大電力

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
(ニ) １年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。	(ニ) １年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。
(ホ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ニに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ニに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。	(ホ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ニに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ニに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。
ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
(イ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4) イにいうハのピークシフト電力は，(ハ)のピークシフト電力といたします。	(イ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4) イにいうハのピークシフト電力は，(ハ)のピークシフト電力といたします。
(ロ) 負荷移行元時間最大電力 １年間を通じての負荷移行元時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19	(ロ) 負荷移行元時間最大電力 １年間を通じての負荷移行元時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 (ハ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。 また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の負荷移行元時間最大電力 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ニ) １年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。 ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロ~~もしくは~~イ(ハ)~~または~~ロ(ハ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移	（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 (ハ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。 また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の負荷移行元時間最大電力 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ニ) １年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。 ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロ<u>または</u>イ(ハ)<u>もしくは</u>ロ(ハ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力およびその他最大電力ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力およびその他最大電力ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
13　バランシンググループの設定に係る特別措置 （略） (1)（略） (2) 契 約 の 要 件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(~~3~~)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。 イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 (ｲ) 需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） (ﾛ) 需要抑制の実施頻度および時期 ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。 ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。 ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。 ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 (3) 供給および契約の単位 イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。	**13　バランシンググループの設定に係る特別措置** （略） (1)（略） (2) 契 約 の 要 件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。 イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 (ｲ) 需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） (ﾛ) 需要抑制の実施頻度および時期 ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。 ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。 ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。 ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 (3) 供給および契約の単位 イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

現（令和５年12月27日実施）	新（令和６年４月１日実施）
なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。	なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。
(4) 料　　金	(4) 料　　金
イ　発電量調整受電計画差対応電力	イ　発電量調整受電計画差対応電力
発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ) 適　　用	(ｲ) 適　　用
発電バランシンググループにおいて，38(給電指令の実施等)(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	発電バランシンググループにおいて，39(給電指令の実施等)(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力	(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力
a　発電量調整受電計画差対応補給電力	a　発電量調整受電計画差対応補給電力
(a) 適　用　範　囲	(a) 適　用　範　囲
30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金	(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金
発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価	(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価
発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　発電量調整受電計画差対応余剰電力	b　発電量調整受電計画差対応余剰電力
(a) 適　用　範　囲	(a) 適　用　範　囲
30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金	(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価	(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ロ 接続対象計画差対応電力	ロ 接続対象計画差対応電力
需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，2~~3~~（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ) 適　　用	(ｲ) 適　　用
3~~8~~(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	39(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ) 接続対象計画差対応電力	(ﾛ) 接続対象計画差対応電力
a　接続対象計画差対応補給電力	a　接続対象計画差対応補給電力
(a) 適　用　範　囲	(a) 適　用　範　囲
30分ごとの接続対象電力量(配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。)が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの接続対象電力量(配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。)が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b) 接続対象計画差対応補給電力料金	(b) 接続対象計画差対応補給電力料金
接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価	(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価
接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　接続対象計画差対応余剰電力	b　接続対象計画差対応余剰電力
(a) 適　用　範　囲	(a) 適　用　範　囲
30分ごとの接続対象電力量(配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。)が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの接続対象電力量(配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。)が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金	(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金
接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

現（令和５年12月27日実施）	新（令和６年４月１日実施）
(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，2~~5~~（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適　用　範　囲 3~~8~~（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 (ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適　用　範　囲 3~~8~~（給電指令の実施等）(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，3~~8~~（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日	ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適　用　範　囲 39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 (ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適　用　範　囲 39（給電指令の実施等）(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等~~もしくは~~ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等または ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
(5) 電力および電力量の算定	(5) 電力および電力量の算定
イ　発電量調整受電計画電力	イ　発電量調整受電計画電力
発電量調整受電計画電力は，3~~0~~（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ　発電量調整受電計画電力量	ロ　発電量調整受電計画電力量
発電量調整受電計画電力量は，3~~0~~（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
ハ　接続対象計画電力	ハ　接続対象計画電力
接続対象計画電力は，3~~0~~（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ニ　接続対象計画電力量	ニ　接続対象計画電力量
接続対象計画電力量は，3~~0~~（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。	接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力	ホ　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電計画電力は，3~~0~~（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
へ　需要抑制量調整受電計画電力量	へ　需要抑制量調整受電計画電力量

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
需要抑制量調整受電計画電力量は，3~~0~~（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン） に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。	需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン） に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。
ト　ベースライン	ト　ベースライン
ベースラインは，3~~0~~（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量
発電量調整受電計画差対応補給電力量は，3~~0~~（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。
(ｲ) 30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(ｲ) 30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合	a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合
b　3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。	b　3**9**（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。
c　3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。	c　3**9**（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。
d　3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。	d　3**9**（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。
(ﾊ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。	(ﾊ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。
a　当社または配電事業者が3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	a　当社または配電事業者が3**9**（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および3**9**（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3**9**（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合
3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	3**9**（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，3**9**（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3**9**（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合
3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，3~~8~~	3**9**（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，3**9**（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，3**9**

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，3~~8~~（給電指令の実施等(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であ	c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であ

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
って別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合	って別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
d 当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	d 当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。	(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3**9**（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 3**9**（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，3**9**（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，3**9**（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 3**9**（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
e　当社または配電事業者が3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。	e　当社または配電事業者が3**9**（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等，3**9**（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および3**9**（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3**9**（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 3**9**（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，3**9**（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および3**9**（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 3~~8~~（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に	(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，3**9**（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，3**9**（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に3**9**（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 3**9**（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量 ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給	者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量 ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，3~~0~~（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，3~~0~~（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として3~~0~~（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 ／ （１－損失率（3~~1~~〔損失率〕に定める損失率といたします。）） － ベースライン ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，3~~0~~（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要	地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，3<u>1</u>（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，3<u>1</u>（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として3<u>1</u>（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 ／ （１－損失率（3<u>2</u>〔損失率〕に定める損失率といたします。）） － ベースライン ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，3<u>1</u>（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，3~~0~~（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量	抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量
(6) （略）	(6) （略）
(7) 解約等 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，~~39~~（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，5~~4~~（解約等）（１）ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(3)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合 ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(7) 解約等 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）（１）ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合 ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(8) （略）	(8) （略）
(9) ~~発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等~~についての特別措置 イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) a (c)，(4)ロ(ﾛ) a (c)，(4)ハ(ﾛ) a (c)または(4)ニ(ｲ) d もしくは(4)ニ(ﾛ) d にかかわらず，次のとおりといたします。	(9) 離島についての特別措置 イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) a (c)，(4)ロ(ﾛ) a (c)，(4)ハ(ﾛ) a (c)または(4)ニ(ｲ) d もしくは(4)ニ(ﾛ) d にかかわらず，次のとおりといたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
１キロワット時につき　~~38 円 71 銭~~	１キロワット時につき　38 円 90 銭
ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。	ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。
ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等	ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等
離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) b (c)，(4)ロ(ﾛ) b (c)または(4)ハ(ﾛ) b (c)にかかわらず，次のとおりといたします。	離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) b (c)，(4)ロ(ﾛ) b (c)または(4)ハ(ﾛ) b (c)にかかわらず，次のとおりといたします。
１キロワット時につき　19 円 84 銭	１キロワット時につき　19 円 84 銭
(10) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	(10) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
~~14　近接性評価割引額の算定についての特別措置~~	
~~(1) 契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。~~	
~~イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。~~	
~~ロ　契約者が，附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)bの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。~~	
~~ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則13〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)aの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)bの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，~~	

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
~~配電事業者の約款に定めるところによります。~~ ~~(2) 契約者が，附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。~~	
15　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 (1) 当社は，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，3~~8~~（給電指令の実施等）(~~9~~)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 (2) 当社は，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，3~~8~~（給電指令の実施等）(~~9~~)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。 (3) 当社は，3~~8~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，3~~8~~（給電指令の実施等）(~~9~~)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オ	**14　Ｎ－１電制の実施についての特別措置** (1) 当社は，3~~9~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，3~~9~~（給電指令の実施等）(~~10~~)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 (2) 当社は，3~~9~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，3~~9~~（給電指令の実施等）(~~10~~)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。 (3) 当社は，3~~9~~（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，3~~9~~（給電指令の実施等）(~~10~~)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オ

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
ペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	ペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。 **15　系統連系受電サービス等についての特別措置** (1) 発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに41（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。 なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび41（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。 また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，１月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。 イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (イ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 (ロ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 (ハ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比 ロ　イ(イ)，(ロ)または(ハ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。 当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」 といいます。） なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。 また ，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則４（発電量調整供給契約につ

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	いての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (2)　(1)の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したとき は，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。 なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。 また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。 (3)　発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。 ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。 (ｲ)　22(系統連系受電サービス)(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。 (ﾛ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は，次のとおりといたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	a　41（契約超過金）(2)イ(ｲ)またはロ(ｲ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。 b　41（契約超過金）(2)イ(ﾛ)またはロ(ﾛ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします 。 (4)　契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適　用　範　囲 原則として，令和６年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。 ロ　系統連系受電サービス料金等 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2) に定める契約超過金は申し受けません。 なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 は ，(ｲ)，(ﾛ)または(ﾊ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。 (ｲ)　系統連系受電課金対象電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (ﾛ)　発電量調整受電電力量 a　イの発電設備が，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。 b　イの発電設備が，再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合 イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)ただし書または附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。 なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。 (ﾊ)　契約超過受電電力 a　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 (a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 b　イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 (a)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。 (b)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は，その１月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその１月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合は，契約超過金を申し受けません。 (5)　揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は，次のとおりといたします。 イ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。 ロ　発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合 発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。 (6)　発電設備等に係る供給地点において当社との電気の需給契約を締結している場合は，次のとおりといたします。 イ　18（料金）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。 ロ　22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，次のとおりといたします。 (ｲ)　当社との電気の需給契約において，定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。 (ﾛ)　当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	(ﾊ)　当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給契約（(ｲ)または(ﾛ)の場合を除きます。）における契約負荷設備の総容量を電灯標準接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量，電灯時間帯別接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量，電灯従量接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量または電灯臨時接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。 ハ　39（給電指令の実施等）(6)において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。 ホ　53（契約の廃止）(4)または55（解約等）(5)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。 (7)　令和６年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。 イ　近接性評価地域 次の地域を近接性評価地域といたします。 <table><tr><th>都道府県</th><th>市町村</th></tr><tr><td>沖縄県</td><td>那覇市，宜野湾市，浦添市，糸満市，沖縄市，豊見城市，読谷村，嘉手納町，北谷町，北中城村，西原町，与那原町，南風原町，八重瀬町</td></tr></table> ロ　受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２およびＢ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。 ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の割引区分Ａ－２を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。 **16　令和７年３月31日までの給電指令の実施等についての特別措置** この約款実施の日から令和７年３月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については，39（給電指令の実施等）(8)または(9)

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	にかかわらず，次のとおりといたします。 (1)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ヘまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。 (ｲ)　割 引 の 対 象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 (ﾊ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 (ｲ)　割 引 の 対 象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。 (ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） a　接続供給電力を制限した場合 H’＝H×（D－d）／D H’＝　修正時間

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	Ｈ　＝　制限時間 Ｄ　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 ｄ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 ｂ　接続供給電力量を制限した場合 Ｈ’＝Ｈ×（Ａ－Ｂ）／Ａ Ｈ’＝　修正時間 Ｈ　＝　制限時間 Ａ　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量 Ｂ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。 (2)　(1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。 (3)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。 **17　料金についての切替措置** 令和６年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。 なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における令和６年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。
別　　表 ~~**２　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定**~~ ~~(1)　近接性評価地域~~ ~~次の地域を近接性評価地域といたします。~~	別　　表

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）

都道府県	市町村
沖縄県	那覇市，宜野湾市，浦添市，糸満市，沖縄市，豊見城市，読谷村，嘉手納町，北谷町，北中城村，西原町，与那原町，南風原町，八重瀬町

なお，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

(2) 近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合	44 銭
	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえ 60,000 ボルト以下の場合	35 銭
	受電電圧が標準電圧 60,000 ボルトをこえる場合	18 銭

ロ　近接性評価割引電力量

(イ) 近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

ａ　発電バランシンググループごとの電力量は，30分ごとに次の算式により算定いたします。

当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量 ×（当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値 ／ 当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値）

ｂ　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上，その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評 ×（当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
~~価割引単価の区分ごとの電力量の実績値 ／ 当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量~~ ~~(ﾛ) 契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象計画電力量 ／ 契約者が調達する電力量~~ ~~(ﾊ) 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象電力量 ／ 接続対象計画電力量~~ ~~ハ　近接性評価割引額~~ ~~近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値に(2)イに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。~~	**２　系統設備効率化割引の対象変電所等** (1)　系統設備効率化割引の対象変電所等 次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）

割引区分	割引対象変電所等
Ａ－１	友寄変電所，西那覇変電所，北那覇変電所，牧港第一変電所
Ａ－２	西原変電所
Ａ－３	―
Ｂ－１	友寄変電所，高安変電所，小禄変電所，那覇変電所，東町変電所，壺川変電所，松尾変電所，古波蔵変電所，真玉橋変電所，上間変電所，与那原変電所，繁多川変電所，牧志変電所，久茂地変電所，西那覇変電所，泊変電所，曙変電所，勢理客変電所，宮城変電所，城間変電所，北那覇変電所，安室変電所，小那覇変電所，前田変電所，南上原変電所，安谷屋変電所，渡口変電所，瑞慶覧変電所，桑江変電所，北谷変電所，島袋変電所，中の町変電所，高原変電所，知花変電所，天願変電所，座喜味変電所，伊良皆第一変電所，屋良変電所，伊波変電所，新金武変電所，新名護変電所，伊平変電所
Ｂ－２	糸満変電所，阿波根変電所，与根変電所，南風原変電所，大名変電所，浦添変電所，牧港第一変電所，大山変電所，普天間変電所，美里変電所，中城湾変電所，喜仲変電所，与勝変電所，仲石変電所，石川変電所，冨着変電所，恩納変電所，安富祖変電所，喜瀬変電所，名護変電所，久松配電塔，石垣配電塔，登野城配電塔，名蔵配電塔，石垣第二発電所，竹富配電塔，小浜配電塔，西表東変電所，上原配電塔，伊原間変電塔

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として令和10年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします 。

(2)　系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ　(1)の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として令和10年４月１日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として５年ごとに見直しを行なうものといたします。

また，令和６年３月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	としてこの約款の実施期日までに当社が選定し，発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。 ロ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。 ハ　(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても，(1)の割引区分は，イにより適用するものといたします。ただし，適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。 ニ　令和６年４月１日以降，受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について，発電量調整供給の開始または変更以降，(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は，その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間１回に限り，次のとおりといたします。ただし，適用される22（ 系統連系受電サービス）(3)ハ(ﾛ) の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－１	Ａ－１，Ａ－２， Ａ－３または割引対象外	Ａ－１
Ａ－２	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２，Ａ－３ または割引対象外	Ａ－２
Ａ－３	Ａ－１	Ａ－１
	Ａ－２	Ａ－２
	Ａ－３または割引対象外	Ａ－３
Ｂ－１	Ｂ－１，Ｂ－２ または割引対象外	Ｂ－１
Ｂ－２	Ｂ－１	Ｂ－１
	Ｂ－２または割引対象外	Ｂ－２

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
６　平均力率の算定	**６　平均力率の算定**
(1)　（略）	(1)　（略）
(2) 有効電力量および無効電力量の計量については，~~29~~（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，~~29~~（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	(2) 有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。
８　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い	**８　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い**
(1)　（略）	(1)　（略）
(2)　（略）	(2)　（略）
(3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い	(3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い
イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画が一致しない場合には，当該計画は需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）とみなします。	イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画が一致しない場合には，当該計画は需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）とみなします。
ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの3~~0~~（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画 ＝ みなし需要抑制計画の値 × （当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値 ／ 当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値）	ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの31（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画 ＝ みなし需要抑制計画の値 × （当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値 ／ 当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値）
(ｲ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合	(ｲ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

<table>
<tr><th>現（令和５年 12 月 27 日実施）</th><th>新（令和６年４月１日実施）</th></tr>
<tr><td>販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

９　電力量の協定
電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。
(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量
イ　接続供給電力量の算定式
その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。</td><td>販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

９　電力量の協定
電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。
(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量
イ　接続供給電力量の算定式
その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。</td></tr>
<tr><td>
<table>
<tr><td rowspan="7">電灯定額接続送電サービス</td><td rowspan="6">電灯である契約負荷設備</td><td>10 ワットまでの１灯につき</td><td>10 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき</td><td>20 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき</td><td>40 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき</td><td>60 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき</td><td>100 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>100 ワットをこえる１灯につき 100 ワットまでごとに</td><td>100 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td colspan="2">小型機器である契約負荷設備１機器につき</td><td>20 キロワット時</td></tr>
<tr><td colspan="3">電灯臨時定額接続送電サービス</td><td>契約灯個数×40 キロワット時</td></tr>
<tr><td colspan="3">動力臨時定額接続送電サービス</td><td>契約電力×200 時間</td></tr>
</table>
</td><td>
<table>
<tr><td rowspan="7">電灯定額接続送電サービス</td><td rowspan="6">電灯である契約負荷設備</td><td>10 ワットまでの１灯につき</td><td>10 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき</td><td>20 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき</td><td>40 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき</td><td>60 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき</td><td>100 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td>100 ワットをこえる１灯につき 100 ワットまでごとに</td><td>100 ワット×ロに定める月別使用時間</td></tr>
<tr><td colspan="2">小型機器である契約負荷設備１機器につき</td><td>20 キロワット時</td></tr>
<tr><td colspan="3">電灯臨時定額接続送電サービス</td><td>契約灯個数×40 キロワット時</td></tr>
<tr><td colspan="3">動力臨時定額接続送電サービス</td><td>契約電力×200 時間</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>ロ　月別使用時間</td><td>ロ　月別使用時間</td></tr>
</table>

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。	月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10 月	11 月	12 月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ) 前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10 月	11 月	12 月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ) 前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

現（令和５年 12 月 27 日実施）

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100 パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) （略）

10 需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

		対象期間	年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
通知の期限			毎年 10 月 31 日	毎月１日	毎週水曜日 午前 10 時	毎日 午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需要想定値		各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力	30 分ごとの接続対象電力量	
	需要想定値に対する調達計画・販売計画		各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
			供給力未調達分の計画値（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）			—	

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

新（令和６年４月１日実施）

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100 パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) （略）

(4) 発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

10 需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

		対象期間	年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限			毎年 10 月 31 日	毎月１日	毎週水曜日 午前 10 時	毎日 午前 10 時	毎日 午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需要想定値		各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力	週間計画と同一の時刻の接続対象電力	30 分ごとの接続対象電力量	
	需要想定値に対する調達計画・販売計画		各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
			供給力未調達分の計画値（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）				—	

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

現（令和５年 12 月 27 日実施）

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td>―</td><td>―</td><td colspan="2">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）計画外作業及び計画作業の変更分については，発生の都度，~~速やかに~~提出していただきます。

新（令和６年４月１日実施）

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日計画</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td>―</td><td>―</td><td colspan="3">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）計画外作業及び計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。

現（令和５年 12 月 27 日実施）

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

	対象期間	年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
	通知の期限	毎年 10 月 31 日	毎月１日	毎週水曜日 午前10時	毎日 午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	—	30 分ごとの値

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただ

新（令和６年４月１日実施）

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

	対象期間	年間計画（第１年度，第２年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
	通知の期限	毎年 10 月 31 日	毎月１日	毎週水曜日 午前10時	毎日 午前 10 時	毎日 午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	—	—	30 分ごとの値

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただ

現（令和５年 12 月 27 日実施）	新（令和６年４月１日実施）
きます。 （注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。 （注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。	きます。 （注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。 （注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

新　旧　比　較　表

［託送供給等約款　別冊　系統連系技術要件］

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）
系 統 連 系 技 術 要 件 「託送供給等約款別冊」 （低　圧　版） 令和~~5~~年~~12~~月~~27~~日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社	系 統 連 系 技 術 要 件 「託送供給等約款別冊」 （低　圧　版） 令和6年4月1日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 …… 2
4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数 …… 2
6　力　　率 …… 3
7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
10　不要解列の防止 …… 4
11　保護装置の設置場所 …… 7
12　保護リレーの設置相数 …… 7
13　保護装置の設置 …… 8
14　解列箇所 …… 9
15　接地方式 …… ~~10~~
16　直流流出防止変圧器の設置 …… 10
17　電圧変動 …… 10
18　短絡容量 …… 12
19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… 12
20　発電設備等の種類 …… ~~13~~
21　サイバーセキュリティ対策 …… 13
22　発電機諸元 …… 13
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 …… 15
23　力率の保持 …… 15
24　保護装置の設置 …… 15

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 …… 2
4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数 …… 2
6　力　　率 …… 3
7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
10　不要解列の防止 …… 4
11　保護装置の設置場所 …… 7
12　保護リレーの設置相数 …… 7
13　保護装置の設置 …… 8
14　解列箇所 …… 9
15　接地方式 …… 9
16　直流流出防止変圧器の設置 …… 10
17　電圧変動 …… 10
18　短絡容量 …… 12
19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… 12
20　発電設備等の種類 …… 12
21　サイバーセキュリティ対策 …… 13
22　発電機諸元 …… 13
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 …… 15
23　力率の保持 …… 15
24　保護装置の設置 …… 15

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件	**Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件**
発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。	発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。
５　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下 運転可能周波数　　：57.0Hz以上61.8Hz以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2Hzでは10分程度以上，57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルは57.0Hzとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備~~及び交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービン~~は，この限りではありません。	**５　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下 運転可能周波数　　：57.0Hz以上61.8Hz以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2Hzでは10分程度以上，57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルは57.0Hzとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備について は，この限りではありません。
20　発電設備等の種類 ~~連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。~~	**20　発電設備等の種類** 逆潮流有りの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない場合でも，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出及び解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれが無い場合に限り，逆潮流有りの連系とすることができます。
21　サイバーセキュリティ対策 サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリ	**21　サイバーセキュリティ対策** 自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）
ティ対策を講じていただきます。 (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略)	のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略)

新　旧　比　較　表

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）
系　統　連　系　技　術　要　件 「託送供給等約款別冊」 （高　圧　版） 令和~~5~~年~~12~~月~~27~~日実施 沖　縄　電　力　株　式　会　社	系　統　連　系　技　術　要　件 「託送供給等約款別冊」 （高　圧　版） 令和6年4月1日実施 沖　縄　電　力　株　式　会　社

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）

目　　次

Ⅰ　総　　則 ……1
1　目　　的 ……1
2　適用の範囲 ……1
3　協　　議 ……1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 ……2
4　電気方式 ……2
5　運転可能周波数 ……2
6　力　　率 ……2
7　高　調　波 ……3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 ……3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ……4
10　不要解列の防止 ……4
11　保護装置の設置場所 ……6
12　保護リレーの設置相数 ……6
13　保護装置の設置 ……7
14　解列箇所 ……9
15　自動負荷制限 ……9
16　線路無電圧確認装置の設置 ……9
17　接地方式 ……10
18　直流流出防止変圧器の設置 ……10
19　電圧変動 ……11
20　出力変動対策 ……13
21　短絡容量 ……14
22　発電機定数・諸元 ……14
23　昇圧用変圧器 ……16
24　連絡体制 ……17
25　バンク逆潮流の制限 ……18
26　サイバーセキュリティ対策 ……18
27　そ　の　他 ……19
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 ……20
28　高　調　波 ……20
29　電圧フリッカ・電圧変動 ……21
30　瞬時電圧低下 ……22
31　電圧不平衡 ……22

目　　次

Ⅰ　総　　則 ……1
1　目　　的 ……1
2　適用の範囲 ……1
3　協　　議 ……1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 ……2
4　電気方式 ……2
5　運転可能周波数 ……2
6　力　　率 ……2
7　高　調　波 ……3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 ……3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ……4
10　不要解列の防止 ……4
11　保護装置の設置場所 ……6
12　保護リレーの設置相数 ……6
13　保護装置の設置 ……7
14　解列箇所 ……9
15　自動負荷制限 ……9
16　線路無電圧確認装置の設置 ……9
17　接地方式 ……10
18　直流流出防止変圧器の設置 ……10
19　電圧変動 ……11
20　出力変動対策 ……13
21　短絡容量 ……14
22　発電機定数・諸元 ……14
23　昇圧用変圧器 ……16
24　連絡体制 ……17
25　バンク逆潮流の制限 ……18
26　サイバーセキュリティ対策 ……18
27　そ　の　他 ……19
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 ……20
28　高　調　波 ……20
29　電圧フリッカ・電圧変動 ……21
30　瞬時電圧低下 ……22
31　電圧不平衡 ……22

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）
32　保護協調の目的　・・・

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件	**Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件**
発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。	発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。
５　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下 運転可能周波数　　：57.0Hz以上61.8Hz以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2Hzでは10分程度以上，57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルは57.0Hzとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備~~及び交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービン~~は，この限りではありません。	**５　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下 運転可能周波数　　：57.0Hz以上61.8Hz以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2Hzでは10分程度以上，57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルは57.0Hzとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒） ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備について は，この限りではありません。
13　保護装置の設置 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4) 逆潮流が有る場合の単独運転防止対策 逆潮流が有る場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレー及び不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出装置（能動的方式１方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用供給設備により連系する場合は，周波数上昇リレーを省略できるものとします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷の状態等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。	**13　保護装置の設置** (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4) 逆潮流が有る場合の単独運転防止対策 逆潮流が有る場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレー及び不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用供給設備により連系する場合は，周波数上昇リレーを省略できるものとします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷の状態等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）
ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。	ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。
(5)　（略）	(5)　（略）
26　サイバーセキュリティ対策	**26　サイバーセキュリティ対策**
事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。	事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。
上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。	上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。
(1)　（略）	(1)　（略）
(2)　（略）	(2)　（略）
(3)　（略）	(3)　（略）
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件	**Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件**
需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。 なお，電気方式につきましては，「Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。	需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。 なお，電気方式につきましては，「Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。
29　電圧フリッカ・電圧変動	**29　電圧フリッカ・電圧変動**
電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷，周期的な変動負荷，大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など，系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は，負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置，バッファリアクトル，無効電力補償装置など）を，需要者において設置していただきます。	電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷，周期的な変動負荷，大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など，系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は，負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置，バッファリアクトル，無効電力補償装置など）を，需要者において設置していただきます。また，受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）
	圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。 **37　サイバーセキュリティ対策** 　自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

新　旧　比　較　表

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）
系　統　連　系　技　術　要　件 「託送供給等約款別冊」 （特別高圧版） 令和５年１２月２７日実施 沖　縄　電　力　株　式　会　社	系　統　連　系　技　術　要　件 「託送供給等約款別冊」 （特別高圧版） 令和６年４月１日実施 沖　縄　電　力　株　式　会　社

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）

目　　次

旧	新
Ⅰ　総　　則 …… 1	**Ⅰ　総　　則** …… 1
1　目　　的 …… 1	1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1	2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1	3　協　　議 …… 1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 …… 2	**Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件** …… 2
4　電気方式 …… 2	4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 2	5　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 2
6　力　　率 …… 3	6　力　　率 …… 3
7　高　調　波 …… 3	7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3	8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4	9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
10　不要解列の防止 …… 4	10　不要解列の防止 …… 4
11　保護装置の設置 …… 7	11　保護装置の設置 …… 7
12　再閉路方式 …… 1~~0~~	12　再閉路方式 …… 11
13　保護装置の設置場所 …… 11	13　保護装置の設置場所 …… 11
14　解列箇所 …… 11	14　解列箇所 …… 11
15　保護リレーの設置相数 …… 1~~1~~	15　保護リレーの設置相数 …… 12
16　自動負荷制限・発電抑制 …… 12	16　自動負荷制限・発電抑制 …… 12
17　線路無電圧確認装置の設置 …… 1~~2~~	17　線路無電圧確認装置の設置 …… 13
18　発電機運転制御装置の付加 …… 13	18　発電機運転制御装置の付加 …… 13
19　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 16	19　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 16
20　直流流出防止変圧器の設置 …… 17	20　直流流出防止変圧器の設置 …… 17
21　電圧変動 …… 17	21　電圧変動 …… 17
22　出力変動対策 …… 19	22　出力変動対策 …… 19
23　短絡・地絡電流対策 …… 20	23　短絡・地絡電流対策 …… 20
24　発電機定数・諸元 …… 20	24　発電機定数・諸元 …… 20
25　昇圧用変圧器 …… 24	25　昇圧用変圧器 …… 24
26　連絡体制 …… 24	26　連絡体制 …… 24
27　電気現象記録装置 …… 26	27　電気現象記録装置 …… 26
28　サイバーセキュリティ対策 …… 27	28　サイバーセキュリティ対策 …… 27
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 …… 28	**Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件** …… 28
29　供給電圧 …… 28	29　供給電圧 …… 28
30　進相用コンデンサの運用 …… 28	30　進相用コンデンサの運用 …… 28
31　高　調　波 …… 28	31　高　調　波 …… 28

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）
32　電圧フリッカ・電圧変動 …… 30 33　瞬時電圧低下 …… 30 34　電 圧 不 平 衡 …… 31 35　保護協調の目的 …… 31 36　保護装置の設置 …… 31 37　保護装置の設置場所 …… 32 38　保護リレーの設置相数 …… 32 39　遮　断　箇　所 …… 32 40　再 閉 路 方 式 …… 32 41　連絡体制及び系統連系上必要な情報 …… 32	32　電圧フリッカ・電圧変動 …… 30 33　瞬時電圧低下 …… 30 34　電 圧 不 平 衡 …… 31 35　保護協調の目的 …… 31 36　保護装置の設置 …… 31 37　保護装置の設置場所 …… 32 38　保護リレーの設置相数 …… 32 39　遮　断　箇　所 …… 32 40　再 閉 路 方 式 …… 32 41　連絡体制及び系統連系上必要な情報 …… 33 42　サイバーセキュリティ対策 …… 34

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件	**Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件**
発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，もしくは事業場所内の発電設備等を系統に連系する場合は，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。	発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，もしくは事業場所内の発電設備等を系統に連系する場合は，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。
21　電　圧　変　動 (1)　(略) (2)　(略) (3) そ　　の　　他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，~~他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。~~	**21　電　圧　変　動** (1)　(略) (2)　(略) (3) そ　　の　　他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。
28　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	**28　サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

旧（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，もしくは事業場所内の需要設備を系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。 なお，電気方式につきましては，「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。 **32　電圧フリッカ・電圧変動** 電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷，周期的な変動負荷，大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など，系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は，負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置，バッファリアクトル，無効電力補償装置など）を，需要者において設置していただきます。	**Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件** 需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，もしくは事業場所内の需要設備を系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。 なお，電気方式につきましては，「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。 **32　電圧フリッカ・電圧変動** 電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷，周期的な変動負荷，大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など，系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は，負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置，バッファリアクトル，無効電力補償装置など）を，需要者において設置していただきます。また，受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。 **42　サイバーセキュリティ対策** 自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

以　上

３　電気事業法施行規則第17条の４第１項の規定により提出した書類の写し

様式第 15 の 3（第 17 条の 4 関係）

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

2023 年 9 月 29 日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

沖縄県浦添市牧港五丁目 2 番 1 号
沖縄電力株式会社
代表取締役副社長
副社長執行役員　横田　哲

次のとおり収入の見通しの変更の承認を受けたいので、電気事業法第 17 条の 2 第 4 項の規定により申請します。

変　更　の　内　容	別紙のとおりであります。
変　更　年　月　日	2024 年 4 月 1 日

別　紙

電気事業法施行規則第 17 条の４の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

2022 年度のインバランス収支について、第１規制期間における収入の見通しの承認時点では実績が確定していなかったことにより収入の見通しに織り込むことができなかった費用について実績が確定したことに加えて，直近で承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの算定時における事後検証費用の想定値と規制期間における実績値に乖離が生じると見込まれることなどを踏まえ，託送供給等に係る収入の見通しを変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第 17 条の２第４項の規定にもとづき，ここに託送供給等に係る収入の見通しの変更を申請する次第であります。

２　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
	役員給与	117,796	117,796	117,795	117,795	117,795	588,977	117,795	
	給料手当	5,536,038	5,574,239	5,549,602	5,531,056	5,490,640	27,681,575	5,536,315	
	給料手当振替額（貸方）	△ 220,252	△ 221,771	△ 220,791	△ 220,053	△ 218,446	△ 1,101,313	△ 220,263	▲表示で記載
	退職給与金 ※1	418,933	424,350	428,734	435,192	440,349	2,147,558	429,512	
	厚生費	893,401	899,570	896,128	893,536	887,724	4,470,359	894,072	
	委託検針費	130,630	130,984	－	－	－	261,614	52,323	
	委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	
	雑給	210,697	222,075	235,784	246,928	256,290	1,171,774	234,355	
	（人件費計）	(7,087,243)	(7,147,243)	(7,007,252)	(7,004,454)	(6,974,352)	(35,220,544)	(7,044,109)	
	修繕費 ※2	290,790	303,772	298,070	287,194	298,198	1,478,024	295,605	
	研究費	150,770	149,856	154,978	150,781	152,289	758,674	151,735	
	消耗品費	276,451	272,851	258,444	279,360	264,752	1,351,858	270,372	
	損害保険料	14,602	14,283	14,130	14,460	13,987	71,462	14,292	
	養成費	34,109	33,678	33,697	33,390	33,356	168,230	33,646	
	建設分担関連費振替額（貸方）	△ 10,203	△ 13,209	△ 17,358	△ 6,958	△ 10,625	△ 58,353	△ 11,671	▲表示で記載
	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 15,822	△ 16,141	△ 14,832	△ 14,717	△ 14,608	△ 76,120	△ 15,224	▲表示で記載
	委託費 ※3	4,612,066	4,254,655	4,325,849	4,353,678	4,302,505	21,848,753	4,369,751	
	普及開発関係費	27,165	26,987	26,827	26,585	26,668	134,232	26,846	
	諸費 ※4	761,131	798,034	785,837	792,293	810,573	3,947,868	789,574	
	電気事業雑収益 ※5	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
第１区分費用計		13,228,302	12,972,009	12,872,894	12,920,520	12,851,447	64,845,172	12,969,034	
	修繕費 ※6	4,250,787	4,167,656	4,102,543	4,107,642	4,077,925	20,706,553	4,141,311	
	委託費 ※7	691,884	662,571	491,998	600,418	474,057	2,920,928	584,186	
	諸費 ※8	－	－	－	－	－	－	－	
	減価償却費 ※9	320,771	1,187,053	1,857,037	2,483,972	3,004,137	8,852,970	1,770,594	
	固定資産税 ※10	－	48,735	180,592	282,899	415,938	928,164	185,633	
第２区分費用計		5,263,442	6,066,015	6,632,170	7,474,931	7,972,057	33,408,615	6,681,723	
次世代投資費用		744,055	821,014	1,284,288	2,574,338	2,642,498	8,066,193	1,613,239	

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
	修繕費 ※11	2,776,780	2,842,082	2,712,088	2,717,822	2,706,718	13,755,490	2,751,098	
	委託費 ※12	－	－	－	－	－	－	－	
	固定資産除却費	2,094,691	1,683,520	1,428,322	1,200,839	1,253,101	7,660,473	1,532,095	
	賃借料 ※13	1,919,928	1,908,216	1,898,167	1,895,319	1,881,722	9,503,352	1,900,670	
	託送料 ※14	－	－	－	－	－	－	－	
	共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	
	共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	
	地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	
	一般送配電事業等に係る電力料 ※15	55,815	55,773	55,092	54,313	54,194	275,187	55,037	
	需給調整市場手数料 ※16	－	－	－	－	－	－	－	
	電力費振替勘定（貸方）	△ 2,067	△ 214	△ 214	△ 214	△ 214	△ 2,923	△ 585	▲表示で記載
	開発費	－	－	－	－	－	－	－	
	株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	
	社債発行費	18,932	18,933	18,933	18,933	18,935	94,666	18,933	
	開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	
	廃炉等負担金	－	－	－	－	－	－	－	
	離島等供給に係る費用 ※17	26,682,053	27,323,702	27,221,346	28,152,972	27,277,172	136,657,245	27,331,449	
	離島等供給に係る収益 ※18	△ 13,223,990	△ 13,375,598	△ 13,476,529	△ 13,576,883	△ 13,713,165	△ 67,366,165	△ 13,473,233	▲表示で記載
	自社アンシラリーサービス費	36,976	33,368	31,409	31,410	28,563	161,726	32,345	
第３区分費用計		20,359,118	20,489,782	19,888,614	20,494,511	19,507,026	100,739,051	20,147,810	
	地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	託送収益 ※19	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	事業者間精算収益	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	電気事業雑収益 ※20	△ 909,116	△ 772,833	△ 859,597	△ 922,392	△ 672,307	△ 4,136,245	△ 827,249	▲表示で記載
	預金利息	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	▲表示で記載
控除収益計		△ 909,116	△ 772,833	△ 859,597	△ 922,392	△ 672,307	△ 4,136,245	△ 827,249	

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
	減価償却費 ※21	8,981,203	8,639,694	8,179,206	7,844,311	7,538,205	41,182,619	8,236,524	
	退職給与金 ※22	△ 22,686	△ 14,315	△ 9,033	△ 5,700	△ 3,597	△ 55,331	△ 11,066	
	ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	23,344	23,594	23,095	22,597	－	92,630	18,526	
	賃借料 ※23	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	6,289,445	1,257,889	
	諸費 ※24	128,866	128,891	129,697	130,151	130,607	648,212	129,642	
	貸倒損	3,758	3,758	3,758	3,760	3,760	18,794	3,759	貸方の場合は▲表示で記載
	振替損失調整額	－	－	－	－	－	－	－	
	インバランス収支過不足額 ※25	135,544	135,544	135,544	135,545	135,545	677,722	135,544	・貸方の場合は▲表示で記載 ・規制期間には2022年度の収支額866,191千円を含めている
	電源開発促進税	2,954,372	2,963,589	2,980,957	2,997,402	3,022,734	14,919,054	2,983,811	
	事業税	986,587	986,587	986,587	986,587	986,589	4,932,937	986,587	
	雑税	43,740	43,740	43,740	43,740	43,740	218,700	43,740	
	法人税等	392,919	392,919	392,919	392,919	392,917	1,964,593	392,919	
	賠償負担金相当金	－	－	－	－	－	－	－	
	廃炉円滑化負担金相当金	－	－	－	－	－	－	－	
	固定資産税 ※26	1,658,815	1,660,060	1,569,642	1,493,884	1,450,110	7,832,511	1,566,502	
	調整力の確保に要する費用 ※27	238,213	222,845	223,935	228,069	208,861	1,121,923	224,385	貸方の場合は▲表示で記載
	再給電に要する費用 ※28	－	－	－	－	－	－	－	
制	御不能費用計	16,782,564	16,444,795	15,917,936	15,531,154	15,167,360	79,843,809	15,968,762	
	託送料 ※29	－	－	－	－	－	－	－	
	補償費	12,072	12,072	12,072	12,072	12,074	60,362	12,072	
	事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	196,409	196,409	196,409	196,409	196,409	982,045	196,409	
	調整力の確保に要する費用 ※31	6,906,155	9,970,428	8,725,677	9,475,809	8,247,193	43,325,262	8,665,052	2023年度分について、直近で承認を受けた収入の見通しの算定時における想定値と公募結果との差額129,449千円を反映している
	発電抑制に要する費用 ※32	－	－	－	－	－	－	－	
事	後検証費用	7,114,636	10,178,909	8,934,158	9,684,290	8,455,676	44,367,669	8,873,534	
事	業報酬	3,526,371	3,728,790	3,837,411	4,010,127	4,091,838	19,194,537	3,838,907	
追	加事業報酬	－	－	－	－	－	－	－	
収	入の見通し計	66,109,372	69,928,481	68,507,874	71,767,479	70,015,595	346,328,801	69,265,760	

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。
※6：取替修繕費及び修繕費であって配電設備及び業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※7：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※8：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※9：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※10：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外のものに限る。）に対する税額に限る。
※11：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※12：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※13：第６条に規定するものを除く。
※14：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※15：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※16：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※17：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※18：送配電等業務に係る収益を除く。
※19：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。
※20：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。
※21：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※22：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。
※23：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
※24：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。
※25：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。
※26：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。
※27：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。
※28：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。
※29：連系線の増強等に係る費用に限る。
※30：災害等扶助交付金を含む。
※31：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等（再生可能エネルギー電気特措法第２条第５項に規定する認定発電設備（同条第３項第１号に掲げる太陽光及び同項第２号に掲げる風力を電気に変換するものに限る。）から供出される電力量について、翌日市場（一般社団法人日本卸電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行うための卸電力取引市場をいう。）の売買取引が行われる日の午前六時における一般送配電事業者による予測値と当該売買取引に係る電力の受渡しを行う一時間前における当該一般送配電事業者による予測値との差を調整するための調整電源等を除く。）を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。
※32：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

様式第２（第３条から第１１条まで関係）

第１表

第１区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
役員給与	165,575	170,716	159,631	171,639	171,165	838,726	167,745	117,796	117,796	117,795	117,795	117,795	588,977	117,795	
給料手当	5,394,765	5,657,403	5,596,038	5,907,973	6,081,872	28,638,051	5,727,610	5,536,038	5,574,239	5,549,602	5,531,056	5,490,640	27,681,575	5,536,315	
給料手当振替額（貸方）	△ 176,120	△ 175,255	△ 160,823	△ 225,248	△ 255,016	△ 992,462	△ 198,492	△ 220,252	△ 221,771	△ 220,791	△ 220,053	△ 218,446	△ 1,101,313	△ 220,263	▲表示で記載
退職給与金 ※1	462,737	467,161	473,452	497,753	507,335	2,408,438	481,688	418,933	424,350	428,734	435,192	440,349	2,147,558	429,512	
厚生費	855,588	879,049	889,976	936,464	979,783	4,540,860	908,172	893,401	899,570	896,128	893,536	887,724	4,470,359	894,072	
委託検針費	544,460	534,293	521,233	275,238	237,446	2,112,670	422,534	130,630	130,984	－	－	－	261,614	52,323	
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	152,391	149,258	140,947	154,106	195,287	791,989	158,398	210,697	222,075	235,784	246,928	256,290	1,171,774	234,355	
修繕費 ※2	381,814	370,065	419,710	312,556	318,603	1,802,748	360,550	290,790	303,772	298,070	287,194	298,198	1,478,024	295,605	
研究費	211,214	178,201	165,934	166,450	170,230	892,029	178,406	150,770	149,856	154,978	150,781	152,289	758,674	151,735	
消耗品費	246,422	299,373	327,585	308,809	215,644	1,397,833	279,567	276,451	272,851	258,444	279,360	264,752	1,351,858	270,372	
損害保険料	16,904	17,934	17,335	17,273	16,234	85,680	17,136	14,602	14,283	14,130	14,460	13,987	71,462	14,292	
養成費	36,174	29,144	31,109	17,087	15,818	129,332	25,866	34,109	33,678	33,697	33,390	33,356	168,230	33,646	
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	△ 2,613	△ 1,081	△ 4,549	△ 8,243	△ 1,649	△ 10,203	△ 13,209	△ 17,358	△ 6,958	△ 10,625	△ 58,353	△ 11,671	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 14,149	△ 14,654	△ 15,300	△ 18,315	△ 16,040	△ 78,458	△ 15,692	△ 15,822	△ 16,141	△ 14,832	△ 14,717	△ 14,608	△ 76,120	△ 15,224	▲表示で記載
委託費 ※3	3,984,779	4,199,853	4,167,538	4,310,977	4,390,133	21,053,280	4,210,656	4,612,066	4,254,655	4,325,849	4,353,678	4,302,505	21,848,753	4,369,751	
普及開発関係費	23,385	22,631	25,951	18,773	17,954	108,694	21,739	27,165	26,987	26,827	26,585	26,668	134,232	26,846	
諸費 ※4	563,875	549,374	604,762	520,136	610,662	2,848,809	569,762	761,131	798,034	785,837	792,293	810,573	3,947,868	789,574	
電気事業雑収益 ※5	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
第１区分費用計	12,849,814	13,334,546	13,362,465	13,370,590	13,652,561	66,569,976	13,313,995	13,228,302	12,972,009	12,872,894	12,920,520	12,851,447	64,845,172	12,969,034	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
※3：第４条及び第５条に規定するものを除く。
※4：第４条及び第６条に規定するものを除く。
※5：会計規則附則第４項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。

≪項目別明細表≫

（１）第３条第３項関係

［役員給与］

（単位：千円）

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
		（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
社内取締役報酬		127,769	132,255	119,616	129,997	127,899	637,536	127,507	88,568	88,568	88,568	88,568	88,568	442,840	88,568	
社外取締役報酬		6,552	6,584	8,211	8,992	9,343	39,682	7,936	6,312	6,312	6,311	6,311	6,311	31,557	6,311	
社内監査役報酬		24,702	25,293	25,235	25,906	26,916	128,052	25,610	18,183	18,183	18,183	18,183	18,183	90,915	18,183	
社外監査役報酬		6,552	6,584	6,569	6,744	7,007	33,456	6,691	4,733	4,733	4,733	4,733	4,733	23,665	4,733	
合計		165,575	170,716	159,631	171,639	171,165	838,726	167,745	117,796	117,796	117,795	117,795	117,795	588,977	117,795	
社内取締役	役員数（人）	6	6	5	4	5	26	5	4	4	4	4	4	20	4	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	21,294	22,042	23,923	32,499	25,579	125,337	25,067	22,142	22,142	22,142	22,142	22,142	110,710	22,142	
社外取締役	役員数（人）	2	2	2	1	2	9	2	2	2	2	2	2	10	2	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	3,276	3,292	4,105	8,992	4,671	24,336	4,867	3,156	3,156	3,156	3,156	3,156	15,780	3,156	
社内監査役	役員数（人）	1	1	1	1	1	5	1	1	1	1	1	1	5	1	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	24,702	25,293	25,235	25,906	26,916	128,052	25,610	18,183	18,183	18,183	18,183	18,183	90,915	18,183	
社外監査役	役員数（人）	2	2	2	1	2	9	2	2	2	2	2	2	10	2	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	3,276	3,292	3,284	6,744	3,503	20,099	4,020	2,367	2,367	2,367	2,367	2,367	11,835	2,367	

［給料手当］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
基準賃金	3,578,924	3,676,348	3,740,032	3,894,404	4,070,357	18,960,065	3,792,013	3,732,674	3,764,785	3,754,972	3,745,686	3,720,073	18,718,190	3,743,638	
基準外賃金	485,741	637,197	547,993	600,067	626,935	2,897,933	579,587	532,677	537,245	535,814	534,521	530,835	2,671,092	534,218	
諸給与金	1,612,242	1,659,221	1,671,814	1,759,863	1,799,121	8,502,261	1,700,452	1,623,665	1,625,114	1,610,494	1,601,573	1,588,497	8,049,343	1,609,869	
控除口（貸方）	△ 282,142	△ 315,363	△ 363,801	△ 346,361	△ 414,541	△ 1,722,208	△ 344,442	△ 352,978	△ 352,905	△ 351,678	△ 350,724	△ 348,765	△ 1,757,050	△ 351,410	
給料手当振替額（貸方）	△ 176,120	△ 175,255	△ 160,823	△ 225,248	△ 255,016	△ 992,462	△ 198,492	△ 220,252	△ 221,771	△ 220,791	△ 220,053	△ 218,446	△ 1,101,313	△ 220,263	附帯事業振替額込み
（　　何　　）													0	0	
合計	5,218,645	5,482,148	5,435,215	5,682,725	5,826,856	27,645,589	5,529,118	5,315,786	5,352,468	5,328,811	5,311,003	5,272,194	26,580,262	5,316,052	
平均経費人員（人）	704	713	713	735	755	3,620	724	736	734	731	727	727	3,655	731	
平均基準賃金（千円/月）	423	429	437	441	449	2,179	436	423	427	428	429	426	2,133	427	

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
引当金増加額	228,667	228,078	190,549	△ 402,422	△ 230,286	14,586	2,917	△ 227,292	93,556	70,012	83,239	75,670	95,185	19,037	
実払額	35,803	37,448	77,425	116,965	111,771	379,412	75,882	97,113	94,575	123,823	116,101	127,023	558,635	111,727	
年金保険料	198,267	201,635	205,478	783,210	625,850	2,014,440	402,888	549,112	236,219	234,899	235,852	237,656	1,493,738	298,748	
													0		
合計	462,737	467,161	473,452	497,753	507,335	2,408,438	481,688	418,933	424,350	428,734	435,192	440,349	2,147,558	429,512	

≪項目別明細表≫

（１）第３条第３項関係

［厚生費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法定厚生費	健康保険料	288,086	294,557	298,061	311,313	326,879	1,518,896	303,779	300,620	302,597	301,269	300,245	298,062	1,502,793	300,559	
	介護保険料	21,768	26,804	29,767	32,283	38,597	149,219	29,844	38,461	39,365	39,842	40,343	40,693	198,704	39,741	
	労災保険料	13,529	12,779	12,230	13,360	14,588	66,486	13,297	13,758	13,844	13,782	13,743	13,645	68,772	13,754	
	雇用保険料	32,725	34,218	34,080	35,842	37,231	174,096	34,819	33,833	34,058	33,910	33,794	33,547	169,142	33,828	
	厚生年金保険料	412,222	420,079	423,022	445,623	468,089	2,169,035	433,807	416,530	419,263	417,425	416,012	412,978	2,082,208	416,442	
	労災補償費	－	362	14	17	－	393	79	36	36	36	36	36	180	36	
	健康診断費	16,696	17,517	18,079	18,368	20,224	90,884	18,177	18,449	18,468	18,389	18,291	18,207	91,804	18,361	
	子ども・子育て拠出金	10,395	13,314	15,729	17,537	18,416	75,391	15,078	16,385	16,498	16,426	16,370	16,254	81,933	16,387	
	（　　何　　）													－		
	その他	△ 12,446	△ 13,538	△ 15,113	△ 14,740	△ 20,002	△ 75,839	△ 15,168	△ 17,788	△ 17,694	△ 17,609	△ 17,522	△ 17,426	△ 88,039	△ 17,608	
	計	782,975	806,092	815,869	859,603	904,022	4,168,561	833,712	820,284	826,435	823,470	821,312	815,996	4,107,497	821,499	
一般厚生費	厚生施設運営費	5,506	4,373	5,247	3,963	3,429	22,518	4,504	4,494	4,471	4,445	4,423	4,403	22,236	4,447	
	文化体育費	1,271	1,078	1,113	743	386	4,591	918	2,636	2,618	2,608	2,600	2,583	13,045	2,609	
	慶弔費	2,148	2,202	2,379	5,335	2,052	14,116	2,823	2,064	2,069	2,052	2,037	2,024	10,246	2,049	
	（　　何　　）															
	その他	63,688	65,304	65,368	66,820	69,894	331,074	66,215	63,923	63,977	63,553	63,164	62,718	317,335	63,467	
	計	72,613	72,957	74,107	76,861	75,761	372,299	74,460	73,117	73,135	72,658	72,224	71,728	362,862	72,572	
合計		855,588	879,049	889,976	936,464	979,783	4,540,860	908,172	893,401	899,570	896,128	893,536	887,724	4,470,359	894,072	

［雑給］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
嘱託給	嘱託	107,316	108,264	103,483	108,736	136,331	564,130	112,826	127,324	126,676	126,017	125,388	124,744	630,149	126,030	
	その他	45,075	40,994	37,464	45,370	58,956	227,859	45,572	83,373	95,399	109,767	121,540	131,546	541,625	108,325	
	計	152,391	149,258	140,947	154,106	195,287	791,989	158,398	210,697	222,075	235,784	246,928	256,290	1,171,774	234,355	
嘱託員平均人員（人）		37	34	34	33	38	176	35	54	58	62	68	70	312	62	
臨時用給		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
（　　何　　）														－		
その他		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計		152,391	149,258	140,947	154,106	195,287	791,989	158,398	210,697	222,075	235,784	246,928	256,290	1,171,774	234,355	

≪項目別明細表≫

（１）第３条第３項関係

［研究費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内研究費	送電関係	11,634	3,131	3,306	3,068	762	21,901	4,380	4,338	4,311	4,458	4,338	4,381	21,826	4,365	
	変電関係	26	26	22	15	51	140	28	18	19	20	18	19	94	19	
	配電関係	6,583	2,368	191	443	7,943	17,528	3,506	1,967	1,955	2,022	1,967	1,987	9,898	1,980	
	（何）															
	（何）															
	その他	2,678	1,199	8,405	11,168	14,921	38,371	7,674	4,813	4,782	4,946	4,813	4,861	24,215	4,843	
	計	20,921	6,724	11,924	14,694	23,677	77,940	15,588	11,136	11,067	11,446	11,136	11,248	56,033	11,207	
委託研究費	送電関係	5,512	4,482	4,173	3,418	304	17,889	3,578	3,609	3,587	3,709	3,609	3,645	18,159	3,632	
	変電関係	13	37	27	17	21	115	23	19	19	20	20	20	98	20	
	配電関係	3,118	3,391	242	493	3,172	10,416	2,083	1,486	1,478	1,528	1,487	1,501	7,480	1,496	
	電中研分担金	180,381	161,849	138,959	135,390	137,095	753,674	150,735	126,526	125,759	130,057	126,536	127,801	636,679	127,336	
	（何）															
	その他	1,269	1,718	10,609	12,438	5,961	31,995	6,399	7,994	7,946	8,218	7,993	8,074	40,225	8,045	
	計	190,293	171,477	154,010	151,756	146,553	814,089	162,818	139,634	138,789	143,532	139,645	141,041	702,641	140,528	
合計		211,214	178,201	165,934	166,450	170,230	892,029	178,406	150,770	149,856	154,978	150,781	152,289	758,674	151,735	

≪項目別明細表≫

（１）第３条第３項関係

［養成費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
研修施設運営費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
その他	36,174	29,144	31,109	17,087	15,818	129,332	25,866	34,109	33,678	33,697	33,390	33,356	168,230	33,646	
合計	36,174	29,144	31,109	17,087	15,818	129,332	25,866	34,109	33,678	33,697	33,390	33,356	168,230	33,646	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
配電費　故障修理委託業務	485,119	544,289	561,081	560,911	560,944	2,712,344	542,469	468,911	440,447	438,180	435,987	433,746	2,217,271	443,454	
配電費　一般用電気工作物調査	329,410	336,192	343,773	361,480	403,604	1,774,459	354,892	342,707	321,904	320,247	318,644	317,006	1,620,508	324,102	
配電費　ｽﾏｰﾄﾒｰﾀｰ関連	192,273	170,783	172,412	192,187	164,250	891,905	178,381	324,674	152,263	151,479	174,003	149,946	952,365	190,473	
配電費　配電保守業務	130,274	145,863	123,442	100,516	95,116	595,211	119,042	188,347	176,914	176,004	175,122	174,222	890,609	178,122	
そ　の　他	2,847,703	3,002,726	2,966,830	3,095,883	3,166,219	15,079,361	3,015,872	3,287,427	3,163,127	3,239,939	3,249,922	3,227,585	16,168,000	3,233,600	
合計	3,984,779	4,199,853	4,167,538	4,310,977	4,390,133	21,053,280	4,210,656	4,612,066	4,254,655	4,325,849	4,353,678	4,302,505	21,848,753	4,369,751	

［普及開発関係費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
停電周知費用	7,067	8,004	7,648	7,072	6,998	36,789	7,358	6,718	6,684	6,649	6,616	6,582	33,249	6,650	
（　何　）															
その他	16,318	14,627	18,303	11,701	10,956	71,905	14,381	20,447	20,303	20,178	19,969	20,086	100,983	20,197	
合計	23,385	22,631	25,951	18,773	17,954	108,694	21,739	27,165	26,987	26,827	26,585	26,668	134,232	26,846	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
通信運搬費	193,711	233,950	256,760	302,892	333,680	1,320,993	264,199	335,127	384,034	384,394	396,524	414,315	1,914,394	382,879	
旅費	130,947	146,662	146,547	53,963	57,445	535,564	107,113	120,850	121,972	119,330	119,064	119,822	601,038	120,208	
団体費	5,315	5,825	5,939	6,917	5,740	29,736	5,947	6,113	6,083	6,051	6,021	5,991	30,259	6,052	
諸手数料	92,654	115,859	120,410	151,461	184,126	664,510	132,902	155,974	161,133	155,390	153,142	162,082	787,721	157,544	
その他	141,248	47,078	75,106	4,903	29,671	298,006	59,601	143,067	124,812	120,672	117,542	108,363	614,456	122,891	
合計	563,875	549,374	604,762	520,136	610,662	2,848,809	569,762	761,131	798,034	785,837	792,293	810,573	3,947,868	789,574	

第２表

第２区分費用明細表

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
連系線・基幹系統	減価償却費 ※1	－	－	－	－	－	－	－	21,569	104,341	249,028	319,292	351,928	1,046,158	209,232	
	固定資産税 ※2	－	－	－	－	－	－	－	－	7,748	20,636	38,815	42,862	110,061	22,012	
	計	－	－	－	－	－	－	－	21,569	112,089	269,664	358,107	394,790	1,156,219	231,244	
ローカル系統	減価償却費 ※3	－	－	－	－	－	－	－	155,684	500,158	702,329	910,226	1,073,246	3,341,643	668,329	
	固定資産税 ※4	－	－	－	－	－	－	－	－	22,428	59,024	97,857	185,613	364,922	72,984	
	計	－	－	－	－	－	－	－	155,684	522,586	761,353	1,008,083	1,258,859	3,706,565	741,313	
配電系統	修繕費 ※5	4,309,463	4,025,124	3,830,224	3,883,018	4,382,194	20,430,023	4,086,005	4,250,787	4,167,656	4,102,543	4,107,642	4,077,925	20,706,553	4,141,311	
	減価償却費 ※6	－	－	－	－	－	－	－	115,202	407,498	609,058	818,954	1,035,479	2,986,191	597,238	
	固定資産税 ※7	－	－	－	－	－	－	－	－	16,921	84,045	126,391	163,795	391,152	78,230	
	計	4,309,463	4,025,124	3,830,224	3,883,018	4,382,194	20,430,023	4,086,005	4,365,989	4,592,075	4,795,646	5,052,987	5,277,199	24,083,896	4,816,779	
その他投資	修繕費 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	委託費 ※9	292,968	589,735	265,415	508,351	532,105	2,188,574	437,715	691,884	662,571	491,998	600,418	474,057	2,920,928	584,186	
	諸費 ※10	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	減価償却費 ※11	－	－	－	－	－	－	－	28,316	175,056	296,622	435,500	543,484	1,478,978	295,796	
	固定資産税 ※12	－	－	－	－	－	－	－	－	1,638	16,887	19,836	23,668	62,029	12,406	
	計	292,968	589,735	265,415	508,351	532,105	2,188,574	437,715	720,200	839,265	805,507	1,055,754	1,041,209	4,461,935	892,387	
第２区分費用計		4,602,431	4,614,859	4,095,639	4,391,369	4,914,299	22,618,597	4,523,719	5,263,442	6,066,015	6,632,170	7,474,931	7,972,057	33,408,615	6,681,723	

（記載注意）

※1：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※2：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※3：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※4：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※5：取替修繕費であって配電設備に係るもの及び修繕費であって配電設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※6：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※7：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第４条第６項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
※8：取替修繕費であって業務設備に係るもの及び修繕費であって業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
※9：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
※10：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
※11：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する減価償却費に限る。
※12：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する税額に限る。

≪項目別明細表≫

（１）第４条第３項から第５項まで関係

［設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

			2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
拡充投資	連系線・基幹系統	送電設備	4,843,245	766	8,354	－	－	4,852,365	970,473	－	－	－	－	－	－	－	
		変電設備	773,203	7,526	－	－	2,197,789	2,978,518	595,704	308,066	－	－	－	－	308,066	61,613	
		計	5,616,448	8,292	8,354	－	2,197,789	7,830,883	1,566,177	308,066	－	－	－	－	308,066	61,613	
	ローカル系統	送電設備	184,813	4,081,117	2,103,154	2,875,893	2,945,483	12,190,460	2,438,092	3,505,984	3,215,649	1,203,798	1,607,928	234,490	9,767,849	1,953,570	
		変電設備	100,557	1,040,255	1,735,130	1,411,126	2,392,089	6,679,157	1,335,831	2,936,856	314,114	283,020	993,601	438,030	4,965,621	993,124	
		計	285,370	5,121,372	3,838,284	4,287,019	5,337,572	18,869,617	3,773,923	6,442,840	3,529,763	1,486,818	2,601,529	672,520	14,733,470	2,946,694	
	配電系統		5,581,610	5,753,357	4,877,829	5,379,371	5,688,945	27,281,112	5,456,222	5,909,383	4,719,906	4,692,510	4,933,658	4,979,755	25,235,212	5,047,042	
	拡充投資計		11,483,428	10,883,021	8,724,467	9,666,390	13,224,306	53,981,612	10,796,322	12,660,289	8,249,669	6,179,328	7,535,187	5,652,275	40,276,748	8,055,350	
更新投資	連系線・基幹系統	送電設備	400,150	414,571	498,491	44,580	304,785	1,662,577	332,515	573,163	297,840	1,827,140	522,302	513,183	3,733,628	746,726	
		変電設備	197,897	120,008	365,473	291,230	199,483	1,174,091	234,818	389,074	3,292,706	724,335	401,266	321,178	5,128,559	1,025,712	
		計	598,047	534,579	863,964	335,810	504,268	2,836,668	567,334	962,237	3,590,546	2,551,475	923,568	834,361	8,862,187	1,772,437	
	ローカル系統	送電設備	674,381	837,834	373,019	3,710,981	1,364,580	6,960,795	1,392,159	1,238,196	1,466,937	647,754	8,204,443	980,632	12,537,962	2,507,592	
		変電設備	577,135	573,518	484,620	2,189,311	1,807,120	5,631,704	1,126,341	3,173,255	624,164	1,685,269	1,657,118	1,144,985	8,284,791	1,656,958	
		計	1,251,516	1,411,352	857,639	5,900,292	3,171,700	12,592,499	2,518,500	4,411,451	2,091,101	2,333,023	9,861,561	2,125,617	20,822,753	4,164,551	
	配電系統		4,769,276	4,666,534	3,946,512	4,599,484	5,018,775	23,000,581	4,600,116	5,862,001	4,860,972	4,980,053	4,871,935	4,722,160	25,297,121	5,059,424	
	更新投資計		6,618,839	6,612,465	5,668,115	10,835,586	8,694,743	38,429,748	7,685,950	11,235,689	10,542,619	9,864,551	15,657,064	7,682,138	54,982,061	10,996,412	
合計			18,102,267	17,495,486	14,392,582	20,501,976	21,919,049	92,411,360	18,482,272	23,895,978	18,792,288	16,043,879	23,192,251	13,334,413	95,258,809	19,051,762	
修繕費振替額（配電）			△ 4,309,463	△ 4,025,124	△ 3,830,224	△ 3,883,018	△ 4,382,194	△ 20,430,023	△ 4,086,005	△ 4,250,787	△ 4,167,656	△ 4,102,543	△ 4,107,642	△ 4,077,925	△ 20,706,553	△ 4,141,311	▲表示で記載

≪項目別明細表≫

（１）第４条第８項関係

［その他の投資に係る設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
通信工事	408,869	189,931	141,883	259,546	375,682	1,375,911	275,182	390,849	277,417	262,789	270,933	198,738	1,400,726	280,145	
システム開発及び改良	20,929	174,649	155,735	963,962	290,869	1,606,144	321,229	－	83,973	－	－	－	83,973	16,795	
建物関連工事	420,283	238,743	380,636	1,127,050	1,320,511	3,487,223	697,445	987,509	485,338	398,242	729,601	275,277	2,875,967	575,193	
系統・給電設備工事	493,117	45,459	3,151	1,235,159	17,550	1,794,436	358,887	29,888	514,098	29,889	448,791	7,333	1,029,999	206,000	
備品取得	87,567	102,422	187,609	176,838	218,362	772,798	154,560	202,810	138,581	57,582	142,481	198,132	739,586	147,917	
リース資産取得	80,711	121,567	135,363	457,087	80,644	875,372	175,074	26,905	84,012	301,804	90,802	－	503,523	100,705	
用地権利設定※1	150,113	376,251	181,446	478,976	285,036	1,471,822	294,364	－	2,761	－	－	－	2,761	552	
その他	203,590	34,161	64,397	31,050	51,669	384,867	76,973	236,928	70,424	91,775	103,954	－	503,081	100,616	
合計	1,865,179	1,283,183	1,250,220	4,729,668	2,640,323	11,768,573	2,353,715	1,874,889	1,656,604	1,142,081	1,786,562	679,480	7,139,616	1,427,923	
修繕費振替額（通信）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
（参考）離島等供給に係る設備投資	993,782	792,688	447,912	261,607	7,931,743	10,427,732	2,085,546	4,058,684	1,892,972	262,344	9,861,064	6,971,912	23,046,976	4,609,395	

（記載注意）

※1　規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に関して設定された地役権等をいう。

第３表

第３区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
修繕費 ※1	2,893,099	2,473,903	2,705,435	2,731,838	2,556,203	13,360,478	2,672,096	2,776,780	2,842,082	2,712,088	2,717,822	2,706,718	13,755,490	2,751,098	
委託費 ※2	2,770	2,200	－	－	2,400	7,370	1,474	－	－	－	－	－	－	－	
固定資産除却費	1,074,686	944,409	1,121,029	1,200,219	1,601,827	5,942,170	1,188,434	2,094,691	1,683,520	1,428,322	1,200,839	1,253,101	7,660,473	1,532,095	
賃借料 ※3	1,412,488	1,432,665	1,512,464	1,443,701	1,485,538	7,286,856	1,457,371	1,919,928	1,908,216	1,898,167	1,895,319	1,881,722	9,503,352	1,900,670	
託送料 ※4	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	46,042	50,467	39,606	40,756	45,056	221,927	44,385	55,815	55,773	55,092	54,313	54,194	275,187	55,037	
需給調整市場手数料 ※6	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
電力費振替勘定（貸方）	△ 181	△ 192	△ 229	△ 212	△ 284	△ 1,098	△ 220	△ 2,067	△ 214	△ 214	△ 214	△ 214	△ 2,923	△ 585	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	20,458	21,193	21,646	22,166	29,624	115,087	23,017	18,932	18,933	18,933	18,933	18,935	94,666	18,933	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
廃炉等負担金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
離島等供給に係る費用 ※7	16,696,549	17,834,563	16,885,112	14,183,378	19,364,357	84,963,959	16,992,792	26,682,053	27,323,702	27,221,346	28,152,972	27,277,172	136,657,245	27,331,449	
離島等供給に係る収益 ※8	△ 9,263,780	△ 9,891,918	△ 9,899,515	△ 8,823,256	△ 10,326,613	△ 48,205,082	△ 9,641,016	△ 13,223,990	△ 13,375,598	△ 13,476,529	△ 13,576,883	△ 13,713,165	△ 67,366,165	△ 13,473,233	▲表示で記載
自社アンシラリーサービス費	－	－	－	－	26,763	26,763	5,353	36,976	33,368	31,409	31,410	28,563	161,726	32,345	
第３区分費用計	12,882,131	12,867,290	12,385,548	10,798,590	14,784,871	63,718,430	12,743,686	20,359,118	20,489,782	19,888,614	20,494,511	19,507,026	100,739,051	20,147,810	

（記載注意）

※1：第３条及び第４条に規定するものを除く。
※2：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
※3：第６条に規定するものを除く。
※4：第７条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
※5：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
※6：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
※7：送配電等業務に係る費用及び第９条に規定するものを除く。
※8：送配電等業務に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（１）第５条第３項関係

［修繕費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	設備取替・補修	185,666	178,919	257,022	211,293	262,570	1,095,470	219,094	224,130	242,315	229,739	224,004	226,503	1,146,691	229,338	
	塗装	148,091	79,986	82,976	102,983	72,590	486,626	97,325	119,912	121,906	98,403	98,266	110,979	549,466	109,893	
	保安対策	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	第三者要請対応	4,656	3,491	3,246	1,568	688	13,649	2,730	1,995	1,985	1,975	1,965	1,955	9,875	1,975	
	その他	132,029	115,693	135,906	120,641	128,368	632,637	126,527	141,624	140,753	157,673	139,489	159,566	739,105	147,821	
	計	470,442	378,089	479,150	436,485	464,216	2,228,382	445,676	487,661	506,959	487,790	463,724	499,003	2,445,137	489,027	
変電設備	設備取替・補修	152,959	143,620	123,305	164,593	131,276	715,753	143,151	151,223	150,060	148,773	149,993	150,700	750,749	150,150	
	塗装	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	保安対策	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	第三者要請対応	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	16,587	20,339	23,763	20,754	22,295	103,738	20,748	23,609	23,491	23,372	23,253	23,135	116,860	23,372	
	計	169,546	163,959	147,068	185,347	153,571	819,491	163,898	174,832	173,551	172,145	173,246	173,835	867,609	173,522	
配電設備	第三者要請対応	278,081	271,731	297,979	293,963	273,128	1,414,882	282,976	223,161	222,039	220,918	219,796	218,675	1,104,589	220,918	
	その他	1,859,366	1,548,900	1,640,201	1,720,913	1,574,063	8,343,443	1,668,689	1,802,061	1,748,844	1,740,023	1,758,728	1,722,338	8,771,994	1,754,399	
	計	2,137,447	1,820,631	1,938,180	2,014,876	1,847,191	9,758,325	1,951,665	2,025,222	1,970,883	1,960,941	1,978,524	1,941,013	9,876,583	1,975,317	
業務設備	第三者要請対応	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	115,664	111,224	141,037	95,130	91,225	554,280	110,856	89,065	190,689	91,212	102,328	92,867	566,161	113,232	
	計	115,664	111,224	141,037	95,130	91,225	554,280	110,856	89,065	190,689	91,212	102,328	92,867	566,161	113,232	
合計		2,893,099	2,473,903	2,705,435	2,731,838	2,556,203	13,360,478	2,672,096	2,776,780	2,842,082	2,712,088	2,717,822	2,706,718	13,755,490	2,751,098	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
変電設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
配電設備	2,770	2,200	－	－	2,400	7,370	1,474	－	－	－	－	－	－	－	
業務設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	2,770	2,200	－	－	2,400	7,370	1,474	－	－	－	－	－	－	－	

≪項目別明細表≫

（１）第５条第３項関係

［固定資産除却費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	除却損	215,201	228,554	93,152	92,269	165,410	794,586	158,917	206,858	241,540	274,062	178,452	227,759	1,128,671	225,734	
	除却費用	172,658	△ 34,029	245,796	220,968	396,957	1,002,350	200,470	259,579	301,576	340,454	220,556	280,062	1,402,227	280,445	
変電設備	除却損	71,426	69,614	67,193	74,166	264,572	546,971	109,394	280,355	197,984	73,501	94,060	67,510	713,410	142,682	
	除却費用	119,346	159,170	220,954	237,063	320,244	1,056,777	211,355	666,954	375,804	138,811	176,737	126,203	1,484,509	296,902	
配電設備	除却損	194,596	181,413	167,412	149,667	159,956	853,044	170,609	252,725	199,691	224,291	188,529	185,826	1,051,062	210,212	
	除却費用	261,842	289,416	279,612	272,894	287,904	1,391,668	278,334	410,691	322,877	360,821	301,751	295,908	1,692,048	338,410	
業務設備	除却損	27,763	7,820	6,983	112,853	3,033	158,452	31,690	7,159	18,036	6,730	16,786	28,849	77,560	15,512	
	除却費用	11,854	42,451	39,927	40,339	3,751	138,322	27,664	10,370	26,012	9,652	23,968	40,984	110,986	22,197	
合計	除却損	508,986	487,401	334,740	428,955	592,971	2,353,053	470,611	747,097	657,251	578,584	477,827	509,944	2,970,703	594,141	
	除却費用	565,700	457,008	786,289	771,264	1,008,856	3,589,117	717,823	1,347,594	1,026,269	849,738	723,012	743,157	4,689,770	937,954	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
借地借家料	1,071,180	1,089,894	1,166,214	1,195,183	1,277,871	5,800,342	1,160,068	1,618,888	1,609,316	1,600,148	1,600,797	1,590,976	8,020,125	1,604,025	
機械賃借料	178,848	176,037	178,278	49,011	3,477	585,651	117,130	3,869	3,850	3,830	3,811	3,791	19,151	3,830	
車両リース料	119,840	118,116	109,462	126,901	126,941	601,260	120,252	134,736	134,058	133,380	132,708	132,028	666,910	133,382	
その他	42,620	48,618	58,510	72,606	77,249	299,603	59,921	162,435	160,992	160,809	158,003	154,927	797,166	159,433	
合計	1,412,488	1,432,665	1,512,464	1,443,701	1,485,538	7,286,856	1,457,371	1,919,928	1,908,216	1,898,167	1,895,319	1,881,722	9,503,352	1,900,670	

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
（　　何　　）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
（　　何　　）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
（　　何　　）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
（　　何　　）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
（　　何　　）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

第４表

離島等供給に係る費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
役員給与	26,148	26,956	25,155	26,603	26,695	131,557	26,311	17,382	17,294	17,206	17,118	17,031	86,031	17,206	
給料手当	884,400	903,850	912,874	943,690	948,071	4,592,885	918,577	852,241	858,164	854,499	851,559	845,379	4,261,842	852,368	
給料手当振替額（貸方）	△ 3,601	△ 7,486	△ 7,377	△ 7,241	△ 7,062	△ 32,767	△ 6,553	△ 7,541	△ 7,593	△ 7,561	△ 7,534	△ 7,481	△ 37,710	△ 7,542	▲表示で記載
退職給与金	78,985	78,537	94,161	104,363	63,815	419,861	83,972	56,232	59,423	61,586	63,496	64,871	305,608	61,122	
厚生費	139,994	142,824	144,120	152,582	154,874	734,394	146,879	137,528	138,491	137,968	137,555	136,681	688,223	137,645	
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	9,409	11,989	9,730	30,236	31,518	92,882	18,576	34,748	36,273	－	－	－	71,021	14,204	
雑給	109,481	105,820	104,659	102,628	102,119	524,707	104,941	105,069	105,654	106,452	107,010	107,408	531,593	106,319	
燃料費	9,751,341	10,799,026	9,941,693	7,341,810	11,230,665	49,064,535	9,812,907	16,702,627	17,110,604	17,386,901	17,827,648	16,702,223	85,730,003	17,146,001	
廃棄物処理費	42,449	40,634	44,400	59,784	43,356	230,623	46,125	70,349	65,775	65,089	64,679	63,897	329,789	65,958	
消耗品費	216,579	227,135	234,885	219,665	231,498	1,129,762	225,952	246,429	243,242	230,420	249,125	236,113	1,205,329	241,066	
修繕費	2,542,417	2,398,851	2,426,224	2,196,386	2,242,717	11,806,595	2,361,319	2,967,010	2,791,420	2,441,628	2,519,360	2,040,379	12,759,797	2,551,959	
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
補償費	5,120	－	－	－	12	5,132	1,026	5	5	4	4	4	22	4	
賃借料	115,389	117,499	118,813	106,448	101,487	559,636	111,927	103,347	102,731	102,201	102,052	101,336	511,667	102,333	
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託費	571,194	620,337	561,848	670,614	672,752	3,096,745	619,349	657,961	642,584	652,952	657,461	649,460	3,260,418	652,084	
損害保険料	1,809	1,754	1,497	1,801	1,600	8,461	1,692	2,540	2,485	2,458	2,515	2,433	12,431	2,486	
普及開発関係費	7,814	7,992	8,707	5,430	6,032	35,975	7,195	7,599	7,550	7,506	7,439	7,461	37,555	7,511	
養成費	5,726	5,306	5,988	3,976	2,978	23,974	4,795	5,026	4,964	4,966	4,921	4,915	24,792	4,958	
研究費	2,263	4,379	8,632	11,056	15,235	41,565	8,313	5,035	5,005	5,168	5,032	4,922	25,162	5,032	
諸費	87,724	82,163	85,675	83,217	82,000	420,779	84,156	71,614	75,096	73,955	74,559	76,284	371,508	74,302	
貸倒損	6,459	8,195	2,427	5,466	10,193	32,740	6,548	6,891	6,891	6,890	6,890	6,891	34,453	6,891	
減価償却費	1,546,828	1,497,952	1,372,774	1,248,735	1,879,579	7,545,868	1,509,174	1,519,415	1,666,577	1,690,679	2,103,004	2,499,402	9,479,077	1,895,815	
固定資産税	77,467	103,614	104,996	97,520	119,992	503,589	100,718	106,015	119,403	137,953	137,246	163,700	664,317	132,863	
雑税	5,907	6,625	6,777	6,936	7,034	33,279	6,656	6,260	6,260	6,260	6,260	6,260	31,300	6,260	
固定資産除却費	32,601	70,552	47,649	72,503	47,714	271,019	54,204	516,579	652,637	481,445	316,726	592,181	2,559,568	511,914	
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社購入電源費	435,063	582,899	631,904	700,938	1,350,190	3,700,994	740,199	2,352,136	2,473,289	2,615,330	2,758,247	2,815,282	13,014,284	2,602,857	
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
非化石証書購入費	－	－	81	1,471	2,270	3,822	764	7,065	7,485	7,469	7,438	7,408	36,865	7,373	
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	△ 310	△ 128	△ 543	△ 981	△ 196	△ 1,193	△ 1,553	△ 2,051	△ 826	△ 1,269	△ 6,892	△ 1,378	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 4,049	△ 4,432	△ 4,393	△ 4,528	△ 4,647	△ 22,049	△ 4,410	△ 5,458	△ 5,596	△ 5,169	△ 5,155	△ 5,144	△ 26,522	△ 5,304	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	1,632	1,592	1,523	1,417	2,213	8,377	1,675	2,237	2,237	2,237	2,238	2,238	11,187	2,237	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
法人税等	－	－	－	－	－	－	－	136,905	136,905	136,905	136,905	136,907	684,527	136,905	
（何）													－		
離島等供給に係る費用計	16,696,549	17,834,563	16,885,112	14,183,378	19,364,357	84,963,959	16,992,792	26,682,053	27,323,702	27,221,346	28,152,972	27,277,172	136,657,245	27,331,449	
（参考）電気事業報酬	－	－	－	－	－	－	－	333,914	360,928	370,371	455,376	503,857	2,024,446	404,889	

第５表

離島等供給に係る収益明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
電灯料	△ 4,253,162	△ 4,421,557	△ 4,459,810	△ 4,091,651	△ 4,777,958	△ 22,004,138	△ 4,400,828	△ 5,735,677	△ 5,773,714	△ 5,827,085	△ 5,880,189	△ 5,949,246	△ 29,165,911	△ 5,833,182	▲表示で記載
電力料	△ 5,010,618	△ 5,470,361	△ 5,439,705	△ 4,731,605	△ 5,548,655	△ 26,200,944	△ 5,240,189	△ 7,488,313	△ 7,601,884	△ 7,649,444	△ 7,696,694	△ 7,763,919	△ 38,200,254	△ 7,640,051	▲表示で記載
離島等供給に係る収益計	△ 9,263,780	△ 9,891,918	△ 9,899,515	△ 8,823,256	△ 10,326,613	△ 48,205,082	△ 9,641,016	△ 13,223,990	△ 13,375,598	△ 13,476,529	△ 13,576,883	△ 13,713,165	△ 67,366,165	△ 13,473,233	▲表示で記載

第６表

制御不能費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
減価償却費 ※1	10,355,082	10,487,533	10,508,861	10,870,355	11,784,630	54,006,461	10,801,292	8,981,203	8,639,694	8,179,206	7,844,311	7,538,205	41,182,619	8,236,524	
退職給与金 ※2	37,409	30,215	124,062	175,575	△ 98,172	269,089	53,818	△ 22,686	△ 14,315	△ 9,033	△ 5,700	△ 3,597	△ 55,331	△ 11,066	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	62,022	29,384	64,270	△ 3,503	23,296	175,469	35,094	23,344	23,594	23,095	22,597	－	92,630	18,526	
賃借料 ※3	1,225,482	1,220,000	1,262,491	1,254,591	1,326,879	6,289,443	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	6,289,445	1,257,889	
諸費 ※4	47,782	50,044	66,938	81,931	100,566	347,261	69,452	128,866	128,891	129,697	130,151	130,607	648,212	129,642	
貸倒損	708	1,036	476	2,435	6,630	11,285	2,257	3,758	3,758	3,758	3,760	3,760	18,794	3,759	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
インバランス収支過不足額 ※5	256,997	314,636	288,280	△ 887,786	△ 148,354	△ 176,227	△ 35,245	135,544	135,544	135,544	135,545	135,545	677,722	135,544	・貸方の場合は▲表示で記載 ・規制期間には2022年度の収支額866,191千円を含めている
電源開発促進税	2,953,998	2,865,286	2,909,410	2,894,862	2,921,029	14,544,585	2,908,917	2,954,372	2,963,589	2,980,957	2,997,402	3,022,734	14,919,054	2,983,811	
事業税	607,250	631,208	645,117	606,538	711,396	3,201,509	640,302	986,587	986,587	986,587	986,587	986,589	4,932,937	986,587	
雑税	47,497	42,883	42,391	42,548	41,399	216,718	43,344	43,740	43,740	43,740	43,740	43,740	218,700	43,740	
法人税等	553,476	423,352	819,736	322,730	－	2,119,294	423,859	392,919	392,919	392,919	392,919	392,917	1,964,593	392,919	
賠償負担金相当金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
廃炉円滑化負担金相当金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
固定資産税 ※6	1,454,551	1,464,803	1,467,232	1,484,832	1,523,706	7,395,124	1,479,025	1,658,815	1,660,060	1,569,642	1,493,884	1,450,110	7,832,511	1,566,502	
調整力の確保に要する費用 ※7	26,206	21,376	19,897	25,728	27,062	120,269	24,054	238,213	222,845	223,935	228,069	208,861	1,121,923	224,385	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
制御不能費用計	17,628,460	17,581,756	18,219,161	16,870,836	18,220,067	88,520,280	17,704,056	16,782,564	16,444,795	15,917,936	15,531,154	15,167,360	79,843,809	15,968,762	

（記載注意）

※1：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※2：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。

※3：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。

※4：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。

※5：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。

※6：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。

※7：法第２８条の４０第１項第５号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。

※8：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（１）第６条第３項第１号関係

［減価償却費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	3,673,005	3,757,400	3,698,855	3,721,601	3,868,721	18,719,582	3,743,916	3,161,990	3,106,314	3,066,951	3,016,677	2,961,273	15,313,205	3,062,641	
変電設備	2,596,333	2,528,955	2,521,601	2,619,196	2,899,927	13,166,012	2,633,202	2,330,135	2,250,997	2,189,027	2,143,224	2,091,363	11,004,746	2,200,949	
配電設備	3,684,667	3,727,876	3,853,246	3,934,454	3,994,617	19,194,860	3,838,972	2,776,833	2,604,436	2,495,384	2,397,601	2,250,329	12,524,583	2,504,917	
業務設備	401,077	473,302	435,159	595,104	1,021,365	2,926,007	585,201	712,245	677,947	427,844	286,809	235,240	2,340,085	468,017	
合計	10,355,082	10,487,533	10,508,861	10,870,355	11,784,630	54,006,461	10,801,292	8,981,203	8,639,694	8,179,206	7,844,311	7,538,205	41,182,619	8,236,524	

（２）第６条第３項第２号関係

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
数理計算上の差異	37,409	30,215	124,062	175,575	△ 98,172	269,089	53,818	△ 22,686	△ 14,315	△ 9,033	△ 5,700	△ 3,597	△ 55,331	△ 11,066	5年定率法（36.9%）
合計	37,409	30,215	124,062	175,575	△ 98,172	269,089	53,818	△ 22,686	△ 14,315	△ 9,033	△ 5,700	△ 3,597	△ 55,331	△ 11,066	

数理計算上の差異の償却年数（年）	5

（３）第６条第３項第３号関係

［ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
分析（採油含む）	23,581	20,266	26,040	18,034	21,660	109,581	21,916	21,988	22,238	21,739	21,241	－	87,206	17,441	
運搬・処理	38,441	9,118	38,230	△ 21,537	1,636	65,888	13,178	1,356	1,356	1,356	1,356	－	5,424	1,085	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	62,022	29,384	64,270	△ 3,503	23,296	175,469	35,094	23,344	23,594	23,095	22,597	－	92,630	18,526	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
道路占用料	180,414	185,500	197,589	199,040	219,903	982,446	196,489	196,489	196,489	196,489	196,489	196,489	982,445	196,489	
水面使用料	4,019	4,037	4,087	4,131	4,349	20,623	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	20,625	4,125	
線路使用料	63,397	57,109	71,216	37,091	58,631	287,444	57,489	57,489	57,489	57,489	57,489	57,489	287,445	57,489	
電柱敷地料	272,111	267,296	269,589	274,802	302,070	1,385,868	277,174	277,174	277,174	277,174	277,174	277,174	1,385,870	277,174	
線下補償料	705,541	706,058	720,010	739,527	741,926	3,613,062	722,612	722,612	722,612	722,612	722,612	722,612	3,613,060	722,612	
河敷料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
占用関係借地料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	1,225,482	1,220,000	1,262,491	1,254,591	1,326,879	6,289,443	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	6,289,445	1,257,889	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
受益者負担金	382	133	131	－	－	646	129	129	129	129	129	129	645	129	
推進機関の会費（特別会費を含む）	47,400	49,911	66,807	81,931	91,399	337,448	67,490	71,167	71,167	71,167	71,167	71,167	355,810	71,162	
災害等扶助拠出金	－	－	－	－	9,167	9,167	1,833	57,570	57,595	58,401	58,855	59,311	291,732	58,346	
合計	47,782	50,044	66,938	81,931	100,566	347,261	69,452	128,866	128,891	129,697	130,151	130,607	648,212	129,642	

［貸倒損］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
貸倒損引当額	117	170	△ 423	△ 37	1,901	1,728	346	126	126	126	126	126	630	126	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	591	866	899	2,472	4,729	9,557	1,911	3,632	3,632	3,632	3,634	3,634	18,164	3,633	
合計	708	1,036	476	2,435	6,630	11,285	2,257	3,758	3,758	3,758	3,760	3,760	18,794	3,759	

［振替損失調整額］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
振替損失電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
振替損失調整額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

［インバランス収支過不足額］

参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額（千円）	△ 188,469

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
インバランス収支過不足額	256,997	314,636	288,280	△ 887,786	△ 148,354	△ 176,227	△ 35,245	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
「参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額」に係る回収・還元調整額								135,544	135,544	135,544	135,545	135,545	677,722	135,544	・貸方の場合は▲表示で記載 ・規制期間には2022年度の収支額866,191千円を含めている
合計								135,544	135,544	135,544	135,545	135,545	677,722	135,544	

（４）第６条第３項第８号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法第二十八条の四十第一項第五号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用	26,206	21,376	19,897	25,728	27,062	120,269	24,054	238,213	222,845	223,935	228,069	208,861	1,121,923	224,385	
電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
最終保障供給に係る利益又は損失	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
合計	26,206	21,376	19,897	25,728	27,062	120,269	24,054	238,213	222,845	223,935	228,069	208,861	1,121,923	224,385	

第７表

事後検証費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
託送料 ※1	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
補償費	60,840	17,201	7,008	3,685	74,586	163,320	32,664	12,072	12,072	12,072	12,072	12,074	60,362	12,072	
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	202,673	732,781	319,250	251,852	△ 89,104	1,417,452	283,490	196,409	196,409	196,409	196,409	196,409	982,045	196,409	
調整力の確保に要する費用 ※3	4,181,064	4,395,783	3,902,301	6,708,749	6,294,519	25,482,416	5,096,483	6,906,155	9,970,428	8,725,677	9,475,809	8,247,193	43,325,262	8,665,052	申請には、2023年度分について、直近で承認を受けた収入の見通しの算定時における想定値と公募結果との差額129,449千円を反映している
発電抑制に要する費用 ※4	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
事後検証費用計	4,444,577	5,145,765	4,228,559	6,964,286	6,280,001	27,063,188	5,412,638	7,114,636	10,178,909	8,934,158	9,684,290	8,455,676	44,367,669	8,873,534	

（記載注意）

※1：連系線の増強等に係る費用に限る。

※2：災害等扶助交付金を含む。

※3：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第５条及び第６条に規定するものを除く。）、
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。

※4：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（1）第７条第３項第１号関係

［託送料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
（　　何　　）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
（　　何　　）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
（　　何　　）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
（　　何　　）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
（　　何　　）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

［事業者間精算費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
関西電力送配電	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
四国電力送配電	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
九州電力送配電	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

（2）第７条第３項第２号関係

［補償費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
定期的補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
臨時的補償費	37,351	－	－	－	5,832	43,183	8,637	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	5,830	1,166	
損害賠償費	23,489	17,201	7,008	3,685	68,754	120,137	24,027	10,906	10,906	10,906	10,906	10,908	54,532	10,906	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	60,840	17,201	7,008	3,685	74,586	163,320	32,664	12,072	12,072	12,072	12,072	12,074	60,362	12,072	

（３）第７条第３項第３号関係

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
委託費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
修繕費	202,673	732,781	319,250	251,852	130,187	1,636,743	327,349	327,349	327,349	327,349	327,349	327,349	1,636,745	327,349	
固定資産除却費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	△ 219,291	△ 219,291	△ 43,858	△ 130,940	△ 130,940	△ 130,940	△ 130,940	△ 130,940	△ 654,700	△ 130,940	▲表示で記載
（　　何　　）															
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	202,673	732,781	319,250	251,852	△ 89,104	1,417,452	283,490	196,409	196,409	196,409	196,409	196,409	982,045	196,409	

［震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用］過去10年間の実績額

（単位：千円）

	2012年度（実績）	2013年度（実績）	2014年度（実績）	2015年度（実績）	2016年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 10ヶ年計	参照期間 10ヶ年平均	備考
委託費	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
修繕費	630,297	103,015	320,056	297,751	109,364			202,673	732,781	319,250	251,852	130,187	3,097,226	309,723	
固定資産除却費	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	－			－	－	－	－	△ 219,291	△ 219,291	△ 21,929	▲表示で記載
（　　何　　）															
その他	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
合計	630,297	103,015	320,056	297,751	109,364			202,673	732,781	319,250	251,852	△ 89,104	2,877,935	287,794	

（４）第７条第３項第４号関係

［調整力の確保に要する費用］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
一般送配電事業者が、電気の周波数の値の維持及びインバランスを調整するための指令をすることができる調整電源等を公募により調達するのに要する費用	3,443,850	3,776,079	3,600,268	4,291,335	4,096,306	19,207,838	3,841,568	3,606,327	5,658,866	5,296,348	5,495,462	4,904,990	24,961,993	4,992,399	2023年度分について、直近で承認を受けた収入の見通しの算定時における想定値と公募結果との差額129,449千円を反映している
一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用	737,214	619,704	302,033	2,417,414	2,198,213	6,274,578	1,254,916	3,299,828	4,311,562	3,429,329	3,980,347	3,342,203	18,363,269	3,672,654	
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	4,181,064	4,395,783	3,902,301	6,708,749	6,294,519	25,482,416	5,096,483	6,906,155	9,970,428	8,725,677	9,475,809	8,247,193	43,325,262	8,665,052	

第８表

次世代投資費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
減価償却費	2,363	2,187	3,201	4,227	29,387	41,365	8,273	45,712	222,224	353,960	915,635	971,213	2,508,744	501,749	
固定資産税	106	98	90	159	148	601	120	2,193	1,623	5,707	11,127	23,348	43,998	8,800	
研究費	6,468	4,100	1,337	1,392	2,083	15,380	3,076	7,784	7,784	7,784	7,784	2,336	33,472	6,694	
委託費	－	－	－	－	－	－	－	256,159	102,627	43,649	199,040	200,611	802,086	160,417	
諸費	－	－	－	－	－	－	－	46,037	76,192	105,740	106,898	110,173	445,040	89,008	
消耗品費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	35,696	36,738	72,434	14,487	
固定資産除却費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
修繕費	－	－	－	－	－	－	－	386,170	410,564	767,448	1,298,158	1,298,079	4,160,419	832,084	
（何）															
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
次世代投資計	8,937	6,385	4,628	5,778	31,618	57,346	11,469	744,055	821,014	1,284,288	2,574,338	2,642,498	8,066,193	1,613,239	

第９表

事業報酬明細表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産		222,869,391	236,218,056	241,537,618	253,500,301	257,825,155	1,211,950,521	242,390,104	
建設中の資産		9,316,233	9,442,949	11,404,568	10,726,389	12,153,042	53,043,181	10,608,636	
特定投資		－	－	－	－	－	－	－	
運転資本	営業資本	4,678,532	4,631,303	4,540,914	4,699,360	4,523,181	23,073,290	4,614,658	
	貯蔵品	2,633,623	2,700,094	2,750,662	2,822,176	2,694,210	13,600,765	2,720,153	
	計	7,312,155	7,331,397	7,291,576	7,521,536	7,217,391	36,674,055	7,334,811	
繰延償却資産		－	－	－	－	－	－	－	
レートベース計		235,091,402	248,586,025	255,827,385	267,341,849	272,789,211	1,279,635,872	255,927,174	レートベースより任意積立金の一部（△22,031,885千円）を控除している
報酬率		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	
事業報酬計		3,526,371	3,728,790	3,837,411	4,010,127	4,091,838	19,194,537	3,838,907	

第１０表

追加事業報酬明細表

（単位：千円）

	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均	
追加事業報酬額	－	－	－	－	－	－	－	
追加事業報酬計	－	－	－	－	－	－	－	

第１１表

追加事業報酬対象額明細表

（単位：千円）

	設備名称	区間	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
								5ヶ年計	5ヶ年平均	
特定固定資産	（何）	（何）	－	－	－	－	－	－	－	
特定固定資産	（何）	（何）	－	－	－	－	－	－	－	
特定固定資産	（何）	（何）	－	－	－	－	－	－	－	
建設中の資産	（何）	（何）	－	－	－	－	－	－	－	
建設中の資産	（何）	（何）	－	－	－	－	－	－	－	
建設中の資産	（何）	（何）	－	－	－	－	－	－	－	
合計			－	－	－	－	－	－	－	

第１２表

控除収益明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
託送収益 ※1	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
事業者間精算収益	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	△ 676,135	△ 905,952	△ 698,084	△ 1,192,592	△ 909,609	△ 4,382,372	△ 876,474	△ 909,116	△ 772,833	△ 859,597	△ 922,392	△ 672,307	△ 4,136,245	−827,249	▲表示で記載
預金利息	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	▲表示で記載
控除収益計	△ 676,135	△ 905,952	△ 698,084	△ 1,192,592	△ 909,609	△ 4,382,372	△ 876,474	△ 909,116	△ 772,833	△ 859,597	△ 922,392	△ 672,307	△ 4,136,245	△ 827,249	

（記載注意）

※1：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。

※2：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。

４　一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

様式第３（第８条関係）

７部門整理表（その１）

（単位：千円）

	水力発電費			火力発電費			新エネルギー等発電費			送電費		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般
役員給与	0	0	0	66,178	0	66,178	0	0	0	67,278	0	67,278
給料手当	0	0	0	3,324,119	2,481,078	843,041	0	0	0	3,156,932	2,299,875	857,057
給料手当振替額（貸方）	0	0	0	-32,857	-24,725	-8,132	0	0	0	-244,474	-236,207	-8,267
退職給与金	0	0	0	235,084	0	235,084	0	0	0	238,992	0	238,992
厚生費	0	0	0	536,789	400,379	136,410	0	0	0	509,820	371,142	138,678
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給	0	0	0	478,714	410,562	68,152	0	0	0	95,157	25,872	69,285
燃料費	0	0	0	85,730,003	85,730,003	0	0	0	0	0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	329,789	329,789	0	0	0	0	0	0	0
消耗品費	0	0	0	1,151,978	1,076,076	75,902	624	624	0	136,947	29,372	107,575
修繕費	0	0	0	12,448,338	12,442,320	6,018	302,400	302,400	0	2,483,525	2,462,907	20,618
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費	0	0	0	16	0	16	0	0	0	150	150	0
賃借料	0	0	0	177,817	79,869	97,948	1,113	1,113	0	6,449,045	5,090,395	1,358,650
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託費	0	0	0	2,348,737	2,061,030	287,707	103,006	103,006	0	1,593,997	1,144,019	449,978
損害保険料	0	0	0	11,200	9,673	1,527	1,231	1,231	0	35,773	33,952	1,821
普及開発関係費	0	0	0	35,238	0	35,238	0	0	0	22,972	0	22,972
養成費	0	0	0	20,960	0	20,960	0	0	0	22,003	0	22,003
研究費	0	0	0	22,214	0	22,214	0	0	0	515,149	0	515,149
諸費	0	0	0	281,928	127,702	154,226	2,841	2,841	0	681,601	163,880	517,721
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	0	0	0	639,915	633,447	6,468	19,042	19,042	0	2,595,784	2,583,585	12,199
雑税	0	0	0	12,255	2,499	9,756	113	113	0	9,321	2,986	6,335
減価償却費	0	0	0	9,258,570	9,199,662	58,908	682,291	682,291	0	17,635,252	17,524,143	111,109
固定資産除却費	0	0	0	2,425,250	2,424,066	1,184	133,336	133,336	0	2,533,132	2,530,898	2,234
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
建設分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	-6,620	0	-6,620	-238	0	-238	-20,899	0	-20,899
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	-26,041	0	-26,041	0	0	0	-16,975	0	-16,975
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	0	0	0	10,798	0	10,798	389	0	389	34,089	0	34,089
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	0	0	0	672,108	0	672,108	0	0	0	438,112	0	438,112
電気事業報酬	0	0	0	1,980,394	0	1,980,394	17,286	0	17,286	5,043,197	0	5,043,197
合計	0	0	0	122,132,874	117,383,430	4,749,444	1,263,434	1,245,997	17,437	44,015,880	34,026,969	9,988,911

（記載注意）

1　固有の欄には第8条第2項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を，一般の欄には第8条第3項又は第5項で整理された金額を記載すること。

2　帰属方法別の欄には，各項目ごとに，別表第2において定める「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」を基に合計の「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　1　該当すべき事項がないときは，表の作成又は記載を省略することができる。

2　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし，営業費，事業報酬，追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は，「千円」を「百万円」に読み替え，百万円単位をもって表示することを妨げない。

3　火力に係るものは，汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第３（第８条関係）

７部門整理表（その２）

（単位：千円）

	変電費			配電費			販売費			合計	帰属方法別（%）		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般		直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	69,485	0	69,485	270,226	0	270,226	201,841	0	201,841	675,008	0.0	100.0	0.0
給料手当	3,256,923	2,371,747	885,176	12,671,863	9,229,446	3,442,417	9,533,580	6,962,323	2,571,257	31,943,417	73.1	26.9	0.0
給料手当振替額（貸方）	−159,405	−150,867	−8,538	−652,948	−619,742	−33,206	−49,339	−24,536	−24,803	−1,139,023	92.7	7.3	0.0
退職給与金	246,833	0	246,833	959,925	0	959,925	717,001	0	717,001	2,397,835	0.0	100.0	0.0
厚生費	525,969	382,741	143,228	2,046,411	1,489,403	557,008	1,539,593	1,123,545	416,048	5,158,582	73.0	27.0	0.0
委託検針費	0	0	0	261,614	261,614	0	0	0	0	261,614	100.0	0.0	0.0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	71,021	71,021	0	71,021	100.0	0.0	0.0
雑給	111,358	39,799	71,559	480,530	202,242	278,288	537,608	329,745	207,863	1,703,367	59.2	40.8	0.0
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	85,730,003	100.0	0.0	0.0
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	329,789	100.0	0.0	0.0
消耗品費	137,709	26,607	111,102	889,510	457,438	432,072	588,040	265,311	322,729	2,904,808	63.9	36.1	0.0
修繕費	2,334,390	2,326,307	8,083	36,588,545	36,381,856	206,689	339,830	0	339,830	54,497,028	99.3	0.0	0.7
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
補償費	0	0	0	60,046	60,045	1	172	172	0	60,384	100.0	0.0	0.0
賃借料	1,250,521	509,312	741,209	6,879,862	2,407,036	4,472,826	1,546,106	0	1,546,106	16,304,464	49.7	0.0	50.3
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
委託費	1,213,461	851,422	362,039	15,159,267	11,094,079	4,065,188	8,506,347	7,145,187	1,361,160	28,924,815	77.9	0.0	22.1
損害保険料	14,033	13,318	715	21,656	20,554	1,102	0	0	0	83,893	93.8	0.0	6.2
普及開発関係費	15,887	0	15,887	92,148	0	92,148	5,542	3,418	2,124	171,787	21.8	0.0	78.2
養成費	22,724	0	22,724	88,379	0	88,379	38,956	0	38,956	193,022	0.0	0.0	100.0
研究費	1,896	0	1,896	248,078	0	248,078	29,971	0	29,971	817,308	0.0	0.0	100.0
諸費	215,030	47,807	167,223	2,482,761	1,540,673	942,088	1,748,467	1,461,789	286,678	5,412,628	73.8	0.0	26.2
貸倒損	0	0	0	0	0	0	53,247	53,247	0	53,247	100.0	0.0	0.0
固定資産税	1,564,460	1,559,678	4,782	4,501,707	4,379,416	122,291	148,082	0	148,082	9,468,990	97.7	0.0	2.3
雑税	21,628	6,922	14,706	14,208	4,549	9,659	192,475	82,026	110,449	250,000	39.6	0.0	60.4
減価償却費	13,593,176	13,549,623	43,553	18,375,119	17,261,303	1,113,816	2,195,575	0	2,195,575	61,739,983	96.8	0.0	3.2
固定資産除却費	2,198,795	2,197,919	876	2,765,507	2,743,110	22,397	164,021	0	164,021	10,220,041	99.6	0.0	0.4
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
建設分担関連費振替額（貸方）	−14,116	0	−14,116	−23,024	0	−23,024	−348	0	−348	−65,245	0.0	100.0	0.0
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−11,740	0	−11,740	−42,994	0	−42,994	−4,892	0	−4,892	−102,642	0.0	0.0	100.0
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
社債発行費	23,024	0	23,024	37,553	0	37,553	0	0	0	105,853	0.0	100.0	0.0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
法人税等	303,006	0	303,006	1,109,637	0	1,109,637	126,257	0	126,257	2,649,120	0.0	0.0	100.0
電気事業報酬	3,786,812	0	3,786,812	7,979,626	0	7,979,626	387,222	0	387,222	19,194,537	100.0	0.0	0.0
合計	30,721,859	23,732,335	6,989,524	113,265,212	86,913,022	26,352,190	28,616,375	17,473,248	11,143,127	340,015,634	89.1	4.3	6.6

（記載注意）

1　固有の欄には第8条第2項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を，一般の欄には第8条第3項又は第5項で整理された金額を記載すること。

2　帰属方法別の欄には，各項目ごとに，別表第2において定める「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」を基に合計の「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　1　該当すべき事項がないときは，表の作成又は記載を省略することができる。

2　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし，営業費，事業報酬，追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は，「千円」を「百万円」に読み替え，百万円単位をもって表示することを妨げない。

3　火力に係るものは，汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第4（第10条関係）

送配電関連費整理表（その１）

（単位：千円）

	総離島等供給費				総アンシラリーサービス費	総送電費	受電用変電サービス費	配電用変電サービス費
		水力発電費分	火力発電費分	新エネルギー等発電費分				
役員給与	66,178	0	66,178	0		67,278	18,377	51,108
給料手当	3,324,119	0	3,324,119	0		3,156,932	861,391	2,395,532
給料手当振替額（貸方）	−32,857	0	−32,857	0		−244,474	−42,159	−117,246
退職給与金	235,084	0	235,084	0		238,992	65,282	181,551
厚生費	536,789	0	536,789	0		509,820	139,108	386,861
委託検針費	0	0	0	0		0	0	0
委託集金費	0	0	0	0		0	0	0
雑給	478,714	0	478,714	0		95,157	29,452	81,906
燃料費	85,730,003	0	85,730,003	0		0	0	0
廃棄物処理費	329,789	0	329,789	0		0	0	0
消耗品費	1,152,602	0	1,151,978	624		136,947	36,421	101,288
修繕費	12,750,738	0	12,448,338	302,400		2,483,525	1,100,221	1,234,169
水利使用料	0	0	0	0		0	0	0
補償費	16	0	16	0		150	0	0
賃借料	178,930	0	177,817	1,113		6,449,045	589,383	661,138
託送料	0	0	0	0		0	0	0
事業者間精算費	0	0	0	0		0	0	0
委託費	2,451,743	0	2,348,737	103,006		1,593,997	571,916	641,545
損害保険料	12,431	0	11,200	1,231		35,773	1,002	13,031
普及開発関係費	35,238	0	35,238	0		22,972	4,202	11,685
養成費	20,960	0	20,960	0		22,003	6,010	16,714
研究費	22,214	0	22,214	0		515,149	501	1,395
諸費	284,769	0	281,928	2,841		681,601	56,871	158,159
貸倒損	0	0	0	0		0	0	0
固定資産税	658,957	0	639,915	19,042		2,595,784	413,768	1,150,692
雑税	12,368	0	12,255	113		9,321	5,720	15,908
減価償却費	9,940,861	0	9,258,570	682,291		17,635,252	3,595,123	9,998,053
固定資産除却費	2,558,586	0	2,425,250	133,336		2,533,132	581,537	1,617,258
共有設備費等分担額	0	0	0	0		0	0	0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0		0	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	13,014,284	0	0	13,014,284	0	0	0	0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	36,865	0		36,865				
建設分担関連費振替額（貸方）	−6,858	0	−6,620	−238		−20,899	−3,733	−10,383
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−26,041	0	−26,041	0		−16,975	−3,105	−8,635
開発費	0	0	0	0		0	0	0
開発費償却	0	0	0	0		0	0	0
株式交付費	0	0	0	0		0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0		0	0	0
社債発行費	11,187	0	10,798	389		34,089	6,089	16,935
社債発行費償却	0	0	0	0		0	0	0
法人税等	672,108	0	672,108	0		438,112	80,139	222,867
電気事業報酬	1,997,680	0	1,980,394	17,286		5,043,197	984,838	2,801,974
自社アンシラリーサービス費					44,892,338			
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	136,447,457	0	122,132,874	14,314,583	44,892,338	44,015,880	9,098,354	21,623,505

（記載注意）

1　帰属方法別の欄には，各項目ごとに，別表第2において定める「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」を基に合計の「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

2　自社アンシラリーサービス費の欄には，第8条第1項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。

3　その他は，様式第3の注1から3までと同様とすること。

様式第4（第10条関係）

送配電関連費整理表（その２）

（単位：千円）

	低圧配電費	高圧配電費	需要家費	給電費	一般販売費	合　計	帰属方法別（%）		
							直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	37,841	159,370	170,957	82,723	21,176	675,008	2.9	57.6	39.5
給料手当	1,774,492	7,473,434	8,050,056	3,907,247	1,000,214	31,943,417	17.9	43.0	39.1
給料手当振替額（貸方）	−91,435	−385,086	−200,369	−20,221	−5,176	−1,139,023	23.3	20.9	55.8
退職給与金	134,422	566,131	607,293	293,856	75,224	2,397,835	2.9	57.6	39.5
厚生費	286,567	1,206,904	1,300,019	630,988	161,526	5,158,582	17.9	43.0	39.1
委託検針費	0	0	261,614	0	0	261,614	100.0	0.0	0.0
委託集金費	0	0	71,021	0	0	71,021	100.0	0.0	0.0
雑給	67,291	283,400	390,710	220,334	56,403	1,703,367	28.7	44.2	27.1
燃料費	0	0	0	0	0	85,730,003	100.0	0.0	0.0
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	329,789	100.0	0.0	0.0
消耗品費	124,562	524,602	479,757	286,724	61,905	2,904,808	43.5	29.4	27.1
修繕費	4,522,375	19,046,390	13,072,344	281,566	5,700	54,497,028	52.2	4.5	43.3
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
補償費	11,522	48,524	29	137	6	60,384	0.4	0.0	99.6
賃借料	1,320,108	5,559,754	1,156,542	244,639	144,925	16,304,464	33.8	7.4	58.8
託送料	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
委託費	1,668,560	7,027,290	12,339,145	2,342,035	288,584	28,924,815	45.7	0.0	54.3
損害保険料	4,155	17,501	0	0	0	83,893	53.5	0.0	46.5
普及開発関係費	12,904	54,346	24,898	0	5,542	171,787	3.2	0.0	96.8
養成費	12,376	52,123	42,783	15,966	4,087	193,022	2.0	30.6	67.4
研究費	47,601	200,477	14,543	12,283	3,145	817,308	0.4	0.0	99.6
諸費	347,671	1,464,248	1,070,779	760,215	588,315	5,412,628	31.9	12.4	55.7
貸倒損	0	0	0	0	53,247	53,247	100.0	0.0	0.0
固定資産税	785,425	3,307,887	439,495	113,610	3,372	9,468,990	35.1	21.5	43.4
雑税	1,990	8,379	97,237	78,884	20,193	250,000	9.8	0.0	90.2
減価償却費	3,205,956	13,502,172	1,950,246	1,881,606	30,714	61,739,983	47.0	25.7	27.3
固定資産除却費	482,505	2,032,115	256,583	157,708	617	10,220,041	51.3	24.1	24.6
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
他社購入電源費	0	0	0	0	0	13,014,284	100.0	0.0	0.0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
非化石証書購入費						36,865			
建設分担関連費振替額（貸方）	−4,017	−16,918	−2,258	−143	−36	−65,245	0.0	67.4	32.6
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−6,021	−25,356	−13,991	−2,005	−513	−102,642	0.5	0.0	99.5
開発費	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
社債発行費	6,552	27,594	3,407	0	0	105,853	0.0	64.5	35.5
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
法人税等	155,387	654,426	361,090	51,745	13,246	2,649,120	0.5	0.0	99.5
電気事業報酬	1,385,478	5,835,067	893,218	222,575	30,510	19,194,537	100.0	0.0	0.0
自社アンシラリーサービス費						44,892,338			
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
合計	16,294,267	68,624,774	42,837,148	11,562,472	2,562,926	397,959,121	64.9	11.0	24.1

（記載注意）

1　帰属方法別の欄には，各項目ごとに，別表第2において定める「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」を基に合計の「直課」，「活動帰属基準」，「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

2　自社アンシラリーサービス費の欄には，第8条第1項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。

3　その他は，様式第3の注1から3までと同様とすること。

様式第5（第11条関連）

送配電関連費明細表（その１）

（単位：千円）

	総離島等供給費									総アンシラリーサービス費			総送電費			受電用変電サービス費		
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電費分											
	計			計			計			計			計			計		
		固定	可変		固定	可変		固定	可変		固定	可変		固定	可変		固定	可変
役員給与	0	0	0	66,178	66,178	0	0	0	0				67,278	67,278	0	18,377	18,377	0
給料手当	0	0	0	3,324,119	3,324,119	0	0	0	0				3,156,932	3,156,932	0	861,391	861,391	0
給料手当振替額（貸方）	0	0	0	−32,857	−32,857	0	0	0	0				−244,474	−244,474	0	−42,159	−42,159	0
退職給与金	0	0	0	235,084	235,084	0	0	0	0				238,992	238,992	0	65,282	65,282	0
厚生費	0	0	0	536,789	536,789	0	0	0	0				509,820	509,820	0	139,108	139,108	0
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0
雑給	0	0	0	478,714	478,714	0	0	0	0				95,157	95,157	0	29,452	29,452	0
燃料費	0	0	0	85,730,003	0	85,730,003	0	0	0				0	0	0	0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	329,789	0	329,789	0	0	0				0	0	0	0	0	0
消耗品費	0	0	0	1,151,978	575,989	575,989	624	312	312				136,947	68,474	68,473	36,421	18,211	18,210
修繕費	0	0	0	12,448,338	12,448,338	0	302,400	302,400	0				2,483,525	2,483,525	0	1,100,221	1,100,221	0
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0
補償費	0	0	0	16	16	0	0	0	0				150	150	0	0	0	0
賃借料	0	0	0	177,817	177,817	0	1,113	1,113	0				6,449,045	6,449,045	0	589,383	589,383	0
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0
委託費	0	0	0	2,348,737	2,348,737	0	103,006	103,006	0				1,593,997	1,593,997	0	571,916	571,916	0
損害保険料	0	0	0	11,200	11,200	0	1,231	1,231	0				35,773	35,773	0	1,002	1,002	0
普及開発関係費	0	0	0	35,238	35,238	0	0	0	0				22,972	22,972	0	4,202	4,202	0
養成費	0	0	0	20,960	20,960	0	0	0	0				22,003	22,003	0	6,010	6,010	0
研究費	0	0	0	22,214	22,214	0	0	0	0				515,149	515,149	0	501	501	0
諸費	0	0	0	281,928	281,928	0	2,841	2,841	0				681,601	681,601	0	56,871	56,871	0
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0
固定資産税	0	0	0	639,915	639,915	0	19,042	19,042	0				2,595,784	2,595,784	0	413,768	413,768	0
雑税	0	0	0	12,255	12,255	0	113	113	0				9,321	9,321	0	5,720	5,720	0
減価償却費	0	0	0	9,258,570	9,258,570	0	682,291	682,291	0				17,635,252	17,635,252	0	3,595,123	3,595,123	0
固定資産除却費	0	0	0	2,425,250	2,425,250	0	133,336	133,336	0				2,533,132	2,533,132	0	581,537	581,537	0
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	0	0	0	0	0	0	13,014,284	0	13,014,284	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	0	0	0				36,865	0	36,865									
建設分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	−6,620	−6,620	0	−238	−238	0				−20,899	−20,899	0	−3,733	−3,733	0
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	−26,041	−26,041	0	0	0	0				−16,975	−16,975	0	−3,105	−3,105	0
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0
社債発行費	0	0	0	10,798	10,798	0	389	389	0				34,089	34,089	0	6,089	6,089	0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0
法人税等	0	0	0	672,108	672,108	0	0	0	0				438,112	438,112	0	80,139	80,139	0
電気事業報酬	0	0	0	1,980,394	1,980,394	0	17,286	17,286	0				5,043,197	5,043,197	0	984,838	984,838	0
自社アンシラリーサービス費										44,892,338	26,529,069	18,363,269						
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	0	0	0	122,132,874	35,497,093	86,635,781	14,314,583	1,263,122	13,051,461	44,892,338	26,529,069	18,363,269	44,015,880	43,947,407	68,473	9,098,354	9,080,144	18,210

（記載注意）

様式第3の注1から3までと同様とすること。

様式第5（第11条関連）

送配電関連費明細表（その２）

（単位：千円）

	配電用変電サービス費			低圧配電費			高圧配電費			給電費			需要家費	合計
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変		
役員給与	51,108	51,108	0	37,841	37,841	0	159,370	159,370	0	82,723	82,723	0	170,957	653,832
給料手当	2,395,532	2,395,532	0	1,774,492	1,774,492	0	7,473,434	7,473,434	0	3,907,247	3,907,247	0	8,050,056	30,943,203
給料手当振替額（貸方）	−117,246	−117,246	0	−91,435	−91,435	0	−385,086	−385,086	0	−20,221	−20,221	0	−200,369	−1,133,847
退職給与金	181,551	181,551	0	134,422	134,422	0	566,131	566,131	0	293,856	293,856	0	607,293	2,322,611
厚生費	386,861	386,861	0	286,567	286,567	0	1,206,904	1,206,904	0	630,988	630,988	0	1,300,019	4,997,056
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	261,614	261,614
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	71,021	71,021
雑給	81,906	81,906	0	67,291	67,291	0	283,400	283,400	0	220,334	220,334	0	390,710	1,646,964
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	85,730,003
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	329,789
消耗品費	101,288	50,644	50,644	124,562	62,281	62,281	524,602	262,301	262,301	286,724	143,362	143,362	479,757	2,842,903
修繕費	1,234,169	1,234,169	0	4,522,375	4,522,375	0	19,046,390	19,046,390	0	281,566	281,566	0	13,072,344	54,491,328
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費	0	0	0	11,522	11,522	0	48,524	48,524	0	137	137	0	29	60,378
賃借料	661,138	661,138	0	1,320,108	1,320,108	0	5,559,754	5,559,754	0	244,639	244,639	0	1,156,542	16,159,539
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託費	641,545	641,545	0	1,668,560	1,668,560	0	7,027,290	7,027,290	0	2,342,035	2,342,035	0	12,339,145	28,636,231
損害保険料	13,031	13,031	0	4,155	4,155	0	17,501	17,501	0	0	0	0	0	83,893
普及開発関係費	11,685	11,685	0	12,904	12,904	0	54,346	54,346	0	0	0	0	24,898	166,245
養成費	16,714	16,714	0	12,376	12,376	0	52,123	52,123	0	15,966	15,966	0	42,783	188,935
研究費	1,395	1,395	0	47,601	47,601	0	200,477	200,477	0	12,283	12,283	0	14,543	814,163
諸費	158,159	158,159	0	347,671	347,671	0	1,464,248	1,464,248	0	760,215	760,215	0	1,070,779	4,824,313
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	1,150,692	1,150,692	0	785,425	785,425	0	3,307,887	3,307,887	0	113,610	113,610	0	439,495	9,465,618
雑税	15,908	15,908	0	1,990	1,990	0	8,379	8,379	0	78,884	78,884	0	97,237	229,807
減価償却費	9,998,053	9,998,053	0	3,205,956	3,205,956	0	13,502,172	13,502,172	0	1,881,606	1,881,606	0	1,950,246	61,709,269
固定資産除却費	1,617,258	1,617,258	0	482,505	482,505	0	2,032,115	2,032,115	0	157,708	157,708	0	256,583	10,219,424
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,014,284
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費											0			36,865
建設分担関連費振替額（貸方）	−10,383	−10,383	0	−4,017	−4,017	0	−16,918	−16,918	0	−143	−143	0	−2,258	−65,209
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−8,635	−8,635	0	−6,021	−6,021	0	−25,356	−25,356	0	−2,005	−2,005	0	−13,991	−102,129
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	16,935	16,935	0	6,552	6,552	0	27,594	27,594	0	0	0	0	3,407	105,853
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	222,867	222,867	0	155,387	155,387	0	654,426	654,426	0	51,745	51,745	0	361,090	2,635,874
電気事業報酬	2,801,974	2,801,974	0	1,385,478	1,385,478	0	5,835,067	5,835,067	0	222,575	222,575	0	893,218	19,164,027
自社アンシラリーサービス費											0			44,892,338
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	21,623,505	21,572,861	50,644	16,294,267	16,231,986	62,281	68,624,774	68,362,473	262,301	11,562,472	11,419,110	143,362	42,837,148	395,396,195

（記載注意）

様式第3の注1から3までと同様とすること。

様式第５の２（第１１条の２関係）

発電側比率整理表

発電側の延契約電力		需要側の延契約電力	発電側比率
①（１０^{3}kW）	②（１０^{3}kW）	（１０^{3}kW）	（%）
24,300	28,228	60,113	27.5%

（記載注意）
１　発電側の延契約電力①に関しては、第11条の２第１項第１号の規定により算定された値から同項第２号及び第３号の規定により算定された値を合計して得た値を差し引いた値を、同②に関しては、同項第１号の規定により算定された値から同項第３号の規定により算定された値を差し引いた値を記載すること。
２　需要側の延契約電力に関しては、第11条の２第１項第４号の値を記載すること。

（注）上記の発電側の延契約電力は2024年度から2027年度、需要側の延契約電力は2023年度から2027年度における各年度の平均値。

様式第５の３（第１１条の３関係）

送配電関連固定費整理表　　（単位　千円）

発電側送配電関連固定費		需要側送配電関連固定費		
総送電費	受電用変電サービス費	総送電費	受電用変電サービス費	その他
9,670,891	1,992,583	34,276,516	7,087,561	180,875,714

（記載注意）

１　様式第３の注１及び２と同様とすること。

２　その他に関しては、需要側送配電関連固定費のうち、総送電費及び受電用変電サービス費以外の合計した値を記載すること。

様式第6（第12条関係）

送 配 電 関 連 需 要 明 細 表

	最大電力 (10^3kW)	延契約電力 (10^3kW)	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電等量 (10^3kWh)	口数 （口）	販売電力量 (10^3kWh)
			夏期	冬期			
特別高圧需要	227	－	223	141	1,472,354	1,368	1,462,048
高圧需要	700	11,609	678	315	3,010,512	83,999	2,935,250
低圧需要	833	44,128	681	599	3,867,448	12,332,328	3,631,532
合計	1,760	55,737	1,582	1,055	8,350,314	12,417,695	8,028,830

（注） 上記はいずれも原価算定期間における各年度の平均値。なお，販売電力量について，原価算定期間の合計値は，特別高圧需要 7,310,238千kWh，高圧需要 14,676,248千kWh，低圧需要 18,157,665千kWh。

様式第7（第24条関係）

送配電関連費発電及び三需要種別計算表

（単位：千円）

需要種別等		固定費			可変費			需要家費			合計		
		計			計			計			計		
			固有	追加		固有	追加		固有	追加		固有	追加
需要側	特別高圧需要	9,404,768	16,586,757	−7,181,989	19,767,919	20,855,227	−1,087,308	106,554	104,815	1,739	29,279,241	37,546,799	−8,267,558
	高圧需要	53,583,951	69,703,858	−16,119,907	40,457,831	42,780,663	−2,322,832	711,256	699,666	11,590	94,753,038	113,184,187	−18,431,149
	低圧需要	116,128,344	135,949,176	−19,820,832	51,775,692	55,019,892	−3,244,200	42,729,012	42,032,667	696,345	210,633,048	233,001,735	−22,368,687
発電側		11,663,474	11,663,474	0							11,663,474	11,663,474	0

（記載注意）

1　需要側の固有の欄には第13条第２項で整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費を、追加の欄には、第23条で整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費を記載すること。
　固定費に係る発電側の固有の欄には第11条の３第１項で抽出された発電側送配電関連固定費を、追加の欄には、第22条の２第２項で整理された追加発電側送配電関連固定費を記載すること。

2　特別高圧需要，高圧需要及び低圧需要の＜＞内には，賠償負担金相当金，廃炉円滑化負担金相当として第15条第２項で整理された追加可変費を内数として記載すること。

3　その他は，様式第3の注2と同様とすること。

様式第7の2（第25条関係）

発電側託送供給料金割引額設定表

単位（千円、10^3kW）

基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合									
発電側送配電関連原価等のうち、基幹系統分	当該基幹系統分のうち、半額	割引額（円/kW・月）	発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち						
			計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）	割引額の半額（円/kW・月）	割引額の四半の額（円/kW・月）
2,848,464	1,424,232	15.004	1,469,910	1,143,034	326,876	734,955	7.743	3.872	1.936

特別高圧系統の設備投資の効率化に資するものである場合							
発電側送配電関連原価等のうち、特別高圧系統分	当該特別高圧系統分の半額	割引額（円/kW・月）	発電側送配電関連原価等における特別高圧系統分のうち				
			計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）
8,815,010	4,407,505	46.433	4,520,689	3,521,060	999,629	2,260,345	23.813

（記載注意）
様式第３の注１及び２と同様とすること。

様式第8（第25条関連）

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表
及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

（単位：千円）

需要種別等		固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量又は発受電等量（１０⁶kWh）	単価（円/kWh）	想定料金収入
需要側	特別高圧需要	9,404,768	19,767,919	106,554	29,279,241	7,310,238	4.005	29,320,921
	高圧需要	53,583,951	40,457,831	711,256	94,753,038	14,676,248	6.456	94,647,679
	低圧需要	116,128,344	51,775,692	42,729,012	210,633,048	18,157,665	11.600	210,583,591
発電側		11,663,474			11,663,474	26,990,101	0.432	11,768,838

（記載注意）

様式第3の注1及び2と同様とすること。

（注）上記の三需要種別ごとの単価は、いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。
なお、2024年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は、特別高圧需要分が3.954円/kWh、高圧需要分が6.387円/kWh、低圧需要分が11.530円/kWh。

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則
事業者設定基準届出書

沖電送送企発第 11 号
令和 5 年 12 月 1 日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

沖縄県浦添市牧港五丁目２番１号
沖縄電力株式会社
代表取締役社長
社長執行役員　本永　浩之

別表に掲げる一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定により，別紙のとおり事業者設定基準を定めたので届け出ます。

（別　表）

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則	
第８条第４項	第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第９条第２項	第９条第１項第２号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
	第９条第１項第５号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
第 11 条第２項	送配電関連固定費または送配電関連可変費への配分基準
第 12 条第２項	第12条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
第 16 条第２項	託送収益，事業者間精算収益，電灯料（離島等供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）および電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）の送配電関連固定費，送配電関連可変費または需要家費への配分基準
第 25 条第５項	送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準

（別　紙）

第８条第３項に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第８条第４項関係］

１．第８条第３項に規定する基準

一般送配電事業者は，前項の規定により同項第八号に掲げる部門に整理された基礎原価等項目を，別表第二第一表及び第二表に規定する基準により，同項第一号から第七号までに掲げる部門にそれぞれ配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等，変電費及び販売費の整理の基準

１．一般管理費等へ整理された基礎原価等項目ごとの額の７部門（水力発電費，火力発電費，新エネルギー等発電費，送電費，変電費，配電費及び販売費）への整理の基準 （２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を，第２表に定める活動帰属基準（代表的な物量又は金額の比率をいう。以下同じ。）又は配賦基準（他の基礎原価等項目において整理済みの物量又は金額の比率をいう。以下この表において同じ。）を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準，配賦基準分類表

	一般管理費等	
	活動帰属基準	配賦基準
消耗品費	直課された各部門人員数比	－
修繕費	各部門業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）	－
賃借料	各部門業務用建物床面積比（建物については，賃借物件に限る。）	－
委託費	－	各部門業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）

２．設定した基準

		一般管理費等	
		活動帰属基準	配賦基準
消耗品費	NW 事業用電気費用	直課された各部門人員数比（発電除き）	－
	その他消耗品費	直課された各部門人員数比	－
修繕費	－	各部門業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件に限る。）	－
賃借料	借地借家料（直課分以外）	各部門業務用建物床面積比（建物については，賃借物件に限る。）	－
	機械賃借料（直課分以外）	直課された各部門人員数比	－
	その他賃借料	－	直課された各部門賃借料比
委託費	清掃・警備委託費	－	各部門業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）
	業務機械化関係委託費	直課された各部門人員数比	－
	その他委託費	－	直課された各部門委託費比

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

消耗品費のうち，NW 事業用電気費用については，発電部門は発電した電気を所内消費していることから，「直課された各部門人員数比（発電除き）」を設定することとした。

修繕費については，自己所有物件の床面積比と関係があると考えられることから，実態に応じた整理を可能とすべく，「各部門業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件に限る。）」を設定することとした。

賃借料のうち機械賃借料（直課分以外）並びに委託費のうち業務機械化関係委託費については，設備等の利用に応じて発生する費用であり，当該設備を利用する人員数との関係があると考えられることから，各部門の実態に応じた整理を可能とすべく，「直課された各部門人員数比」を設定することとした。

配賦基準については，活動帰属基準により配分された賃借料または委託費を除く当該費用を７部門に整理するものであることから，各部門の実態に応じた整理を可能とすべく，「直課された各部門賃借料比」および「直課された各部門委託費比」を設定することとした。

（別　紙）

第９条第１項第２号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第９条第２項関係］

１．第９条第１項第２号に規定する基準

変電費の部門の第一次整理原価を，基礎原価等項目ごとに，別表第二第一表及び第二表に規定する基準により，三需要種別のいずれにも応じて使用される変電設備に係る第一次整理原価（以下「受電用変電サービス費」という。）及び当該変電設備以外の変電設備に係る第一次整理原価（以下「配電用変電サービス費」という。）に配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等，変電費及び販売費の整理の基準

２．変電費の配電用変電サービス費及び受電用変電サービス費への整理の基準 （２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を，第２表に定める活動帰属基準又は配賦基準を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準，配賦基準分類表

	変電費	
	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
給料手当	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
給料手当振替額(貸方)	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
退職給与金	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
厚生費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
雑給	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
消耗品費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
普及開発関係費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
養成費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
研究費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
諸費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
雑税	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
共有設備費等分担額	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
共有設備費等分担額（貸方）	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
建設分担関連費振替額（貸方）	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
社債発行費	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比	－
法人税等	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比
電気事業報酬	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿原価比

２．設定した基準

	変電費	
	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
給料手当	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
給料手当振替額(貸方)	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
退職給与金	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
厚生費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
雑給	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
消耗品費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
普及開発関係費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
養成費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
研究費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
諸費	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
雑税	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
共有設備費等分担額	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
共有設備費等分担額（貸方）	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
建設分担関連費振替額（貸方）	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
社債発行費	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比	－
法人税等	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比
電気事業報酬	－	受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比

３．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

変電費の整理基準のうち，役員給与，給料手当，給料手当振替額（貸方），退職給与金，厚生費，雑給，消耗品費，普及開発関係費，養成費，研究費，諸費，雑税，共有設備費等分担額，共有設備費等分担額（貸方），建設分担関連費振替額（貸方），附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方），社債発行費，法人税等および電気事業報酬については，設備の現在価値である帳簿価額に関連があると考えられることから，適切な整理を行うための配分基準として，「受電用変電設備及び配電用変電設備の帳簿価額比」を用いることとした。

（別　紙）

第９条第１項第５号に規定する基準に代わるものとして設定した基準
［第９条第２項関係］

１．第９条第１項第５号に規定する基準

販売費の部門の第一次整理原価を，基礎原価等項目ごとに，別表第二第一表及び第二表に規定する基準により，離島供給費，指定区域供給費及び非離島等供給費に整理し，それぞれに整理された販売費の第一次整理原価を，給電設備に係る第一次整理原価（沖縄電力にあっては，特定小売料金算定規則第二十条第四項第二号の規定により，離島等供給費に整理されたもの及び同項第三号の規定により，ネットワーク給電費に整理されたものをいう。以下「給電費」という。），調定及び集金に係る第一次整理原価（沖縄電力にあっては，同項第二号の規定により，離島等供給費に整理されたもの及び同項第四号の規定により，ネットワーク需要家費に整理されたものをいう。以下「販売需要家費」という。）並びにその他販売費（沖縄電力にあっては，同項第二号の規定により，離島等供給費に整理されたもの及び同項第五号の規定により，ネットワーク一般販売費に整理されたものをいう。以下「一般販売費」という。）に配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等，変電費及び販売費の整理の基準

３．販売費の離島供給費，指定区域供給費及び非離島等供給費への整理の基準 （２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を，第３表に定める活動帰属基準又は配賦基準を用いて整理すること。 ４．離島供給費，指定区域供給費及び非離島等供給費へ整理された販売費の給電費，販売需要家費及び一般販売費への整理の基準 （２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を，第２表に定める活動帰属基準又は配賦基準を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準，配賦基準分類表

	販売費	
	活動帰属基準	配賦基準
修繕費	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）	―

別表第２第３表　活動帰属基準，配賦基準分類表

	販売費	
	活動帰属基準	配賦基準
修繕費	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）	―

２．みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則第 20 条第４項第３号，第４号，第５号に規定する基準

③　前号の規定により非離島等供給費のうちの給電費に整理された第一次整理原価を，基礎原価等項目ごとに，別表第二第一表及び第二表に掲げる基準により，一般送配電事業等に係る第一次整理原価（以下「ネットワーク給電費」という。）とネットワーク給電費以外の第一次整理原価（以下「非ネットワーク給電費」という。）に配分することにより整理しなければならない。

④　第二号の規定により非離島等供給費のうちの需要家費に整理された第一次整理原価を，基礎原価等項目ごとに，別表第二第一表及び第二表に掲げる基準により，一般送配電事業等に係る第一次整理原価（以下「ネットワーク需要家費」という。）とネットワーク需要家費以外の第一次整理原価（以下「非ネットワーク需要家費」という。）に配分することにより整理しなければならない。

⑤　第二号の規定により非離島等供給費のうちの一般販売費に整理された第一次整理原価を，基礎原価等項目ごとに，別表第二第一表及び第二表に掲げる基準により，一般送配電事業等に係る第一次整理原価（以下「ネットワーク一般販売費」という。）とネットワーク一般販売費以外の第一次整理原価（以下「非ネットワーク一般販売費」という。）に配分することにより整理しなければならない。

別表第２第１表　一般管理費等及び販売費の整理の基準

４．給電費，需要家費及び一般販売費のネットワーク費用及び非ネットワーク費用への整理の基準（沖縄電力に限る。） （２）（１）の整理により難い基礎原価等項目ごとの額を，第２表に定める活動帰属基準又は配賦基準を用いて整理すること。

別表第２第２表　活動帰属基準，配賦基準分類表

	販売費並びに給電費，需要家費及び一般販売費	
	活動帰属基準	配賦基準
修繕費	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）	－
委託費	－	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）

３．設定した基準

		販売費	
		活動帰属基準	配賦基準
修繕費		業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件に限る。）	－
委託費	コールセンター関連業務（本島）	電話受付数比	－
	その他委託費	－	業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件及び賃借物件とする。）

４．事業者の実情に応じた基準により算定することが適当である理由

修繕費については，自己所有物件の床面積比と関係があると考えられることから，実態に応じた整理を可能とすべく，「各部門業務用建物床面積比（建物については，自己所有物件に限る。）」を設定することとした。

委託費のうち，コールセンター関連業務（本島）については，電話受付数に応じて発生する性質であることを踏まえ，当該費用の発生により関連が見られる「電話受付数比」を設定することとした。

（別　紙）

送配電関連固定費または送配電関連可変費への配分基準
［第 11 条第 2 項関係］

	配　分　基　準
給料手当（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
給料手当振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
雑給（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
消耗品費（環境対策費を除く。）	火力発電費，総送電費，受電用変電サービス費，配電用変電サービス費，高圧配電費，低圧配電費および給電費は，送配電関連固定費と送配電関連可変費の割合が一対一となるように整理する。
修繕費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
託送料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。
事業者間精算費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。
委託費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
養成費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
諸費（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
地帯間購入電源費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。
地帯間購入送電費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。
他社購入電源費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。
他社購入送電費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。
建設分担関連費振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）（環境対策費を除く。）	送配電関連固定費に整理する。
自社アンシラリーサービス費	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。
地帯間販売電源料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。
地帯間販売送電料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。
他社販売電源料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。
他社販売送電料	電力量の多寡によらない料金を送配電関連固定費，電力量に応じて変動する料金を送配電関連可変費に整理する。

（別　紙）

第 12 条第１項第６号に規定する値に代わるものとして設定した値
［第 12 条第２項関係］

１．第 12 条第１項第６号に規定する値

月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

２．設定した値

第 13 条第２項第７号に掲げる需要家費のうち，需要家設備関連費用の配分については，第 12 条第２項の規定により，同条第６項第１号に定める割合を，同条第１項第６号に定める値によらず，設備の差異，費用の発生の原因等を反映した値により算定する。

具体的には，配電設備のうち，架空引込線，地中引込線及び計器等に係る費用並びに需要家設備の調査委託に係る費用については，各設備に対応する電圧区分に応じて，三需要種別に整理するものとする。

３．事業者の実情に応じた値により算定することが適当である理由

配電需要家費のうち需要家設備関連費用については，需要の規模，設備等に応じて費用の差異がみられることから，電圧区分ごとに適切な整理を行うため，上記の値に基づき整理することとした。

（別　紙）

託送収益，事業者間精算収益，電灯料（離島等供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）および電力料（離島等供給に係るもの及び最終保障供給に係るものに限り，基準託送供給料金に相当する額を除く。）の送配電関連固定費，送配電関連可変費または需要家費への配分基準

［第 16 条第 2 項関係］

以下の配分基準により，送配電関連固定費および送配電関連可変費へ配分する。

	配　分　基　準
送配電関連固定費	第 11 条第 1 項の規定により整理された送配電関連固定費および送配電関連可変費の合計額のうちに，第 11 条第 1 項の規定により整理された送配電関連固定費の占める割合
送配電関連可変費	第 11 条第 1 項の規定により整理された送配電関連固定費および送配電関連可変費の合計額のうちに，第 11 条第 1 項の規定により整理された送配電関連可変費の占める割合

（別　紙）

送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準
［第 25 条第 5 項関係］

基準託送供給料金は，送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した以下の基準により設定する。

１．料金の種類

送配電関連設備の利用形態，使用期間に応じた原価の差異を考慮して，接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金を設定する。

接続送電サービス料金は標準接続送電サービス，昼間時間と夜間時間の送配電関連設備の利用状況の格差を踏まえた時間帯別接続送電サービス，自己等への電気の供給において，ごく限られた時間のみ託送制度を利用することに配慮した従量接続送電サービスおよび低圧で供給し電灯または小型機器を使用する場合に使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた電灯定額接続送電サービスを設定する。また，臨時接続送電サービス料金は臨時接続送電サービス，低圧で供給する場合に使用量が極めて少ないと見込まれることを踏まえた臨時定額接続送電サービスを設定する。また，高圧で供給する場合および特別高圧で供給する場合における標準接続送電サービス料金および時間帯別接続送電サービス料金については，契約者が希望され当社との協議が整ったときは，時間帯区分ごとの最大需要電力を踏まえて割引額を算定のうえ，基本料金および電力量料金の合計から差し引くものとする。

系統連系受電サービス料金は、基幹系統の将来的な投資効率化効果および電気の潮流状況の改善に資する効果や、特別高圧系統の将来的な投資効率化効果を踏まえて、割引対象変電所等および割引区分・割引単価を定める系統設備効率化割引を設定し、受電地点について当社が選定する連系変電所等が割引対象変電所等の場合は、割引区分に応じた割引額を算定のうえ、基本料金および電力量料金の合計から差し引くこととする。

２．料金制

基準託送供給料金は，基本料金と電力量料金とを組み合わせた二部料金制，従量料金制および定額制により設定する。