

2021年度 一般送配電事業者の収支状況の 事後評価等について

第36回 料金制度専門会合
事務局提出資料

2023年2月24日



本日の議論内容について

- 一般送配電事業者における2021年度の収支状況の確認について、2月2日付けで経済産業大臣から本委員会に意見を求められたところ。
- これを受け、2月3日に開催された第416回電力・ガス取引監視等委員会において、料金制度専門会合にて2021年度の一般送配電事業者の収支状況の事後評価及び追加的な分析・検証等を行うこととされた。
- このため、一般送配電事業者の収支状況の事後評価等の実施・検証内容について、御報告させていただき、御議論いただきたい。

（参考）レベニューキャップ制度導入に伴う事後評価の扱いについて

電気事業法等の一部を改正する法律附則に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等の一部を改正する訓令（20221021資第3号）により、事後評価に係る規定は削除されたものの、電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等（平12・05・29資第16号）附則（20221021資第3号）の規定により、施行日以前に開始した事業年度については引き続き事後評価の対象となる。

1. 法令に基づく事後評価について

2. 2021年度託送収支に係る分析について

(1) 実績需要の経年変化

(2) 想定原価と実績費用の増減額

(3) 実績費用の経年変化

(4) 実績単価の経年変化

(参考) 根拠規定 (電気事業法)

(託送供給等約款に関する命令及び処分)

- 第十九条 経済産業大臣は、料金その他の供給条件が社会的経済的事情の変動により著しく不相当となり、公共の利益の増進に支障があると認めるときは、一般送配電事業者に対し、相当の期限を定め、前条第一項の認可を受けた託送供給等約款（同条第五項又は第八項の規定による変更の届出があつたときは、その変更後のもの）又は同条第二項ただし書の認可を受けた料金その他の供給条件（次項の規定による変更があつたときは、その変更後の託送供給等約款又は料金その他の供給条件）の変更の認可を申請すべきことを命ずることができる。
- 2 経済産業大臣は、前項の規定による命令をした場合において、同項の期限までに認可の申請がないときは、その託送供給等約款又は供給条件を変更することができる。
- 3 経済産業大臣は、前項の規定により託送供給等約款又は供給条件を変更したときは、速やかに、その変更の内容を当該一般送配電事業者に対して通知するものとする。

(参考) 根拠規定（電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等）

第2 処分の基準

(15) 第19条第1項の規定による託送供給等約款等の変更の認可の申請命令
(略)

附 則（20221021資第3号）

この訓令は、公布の日から施行する。ただし、この訓令による改正後の電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等第2（15）は、この訓令の施行日以後に開始する事業年度に係る会計の整理について適用し、**施行日前に開始した事業年度に係る会計の整理については、なお従前の例による。**

【電気事業法等の一部を改正する法律附則に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等の一部を改正する訓令（20221021資第3号）の施行日前の規定】

第2 処分の基準

(15) 第19条第1項の規定による託送供給等約款等の変更の認可の申請命令

第19条第1項の規定による託送供給等約款等の変更の認可の申請命令については、同項に命令の基準が規定されているところであり、より具体的には、例えば、次のような場合とする。

① 第18条第1項の認可を受け、又は同条第5項若しくは第8項の規定により届け出られた託送供給等約款が、認可を受け、又は届け出られた当時は合理的なものであったとしても、例えば、物価の大幅な変動や需要構成の著しい変化があるなど社会的経済的事情の変動により著しく不適当となり、公共の利益の増進に支障があると認められる場合

(参考) 根拠規定 (電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等)

② 廃炉等実施認定事業者 (原子力損害賠償・廃炉等支援機構法 (平成23年法律第94号) 第55条の3に規定する「廃炉等実施認定事業者」をいう。以下この(15)において同じ。) の子会社等である一般送配電事業者以外の一般送配電事業者 (以下□並びに③ハ及びニにおいて単に「一般送配電事業者」という。) であって、次のいずれかの場合に該当する場合

イ 電気事業託送供給等収支計算規則 (平成28年経済産業省令第47号) に基づき公表した最近の超過利潤累積額管理表において、当期超過利潤累積額が一定水準額を超過している場合 (ただし、当該超過利潤累積額管理表を公表した日の属する事業年度の翌事業年度の開始の日までに、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて定めた還元額を基準託送供給料金の原価に算入して基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。)

□ 電気事業託送供給等収支計算規則に基づき公表した乖離率計算書において補正後乖離率が一定の比率 (マイナス5パーセント) を超過している場合 (ただし、現行の基準託送供給料金の水準維持の妥当性に関して一般送配電事業者から合理的な説明がなされた場合又は当該乖離率計算書を公表した日の属する事業年度の翌事業年度の開始の日までに、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。)

(参考) 根拠規定 (電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等)

③ **廃炉等実施認定事業者の子会社等である一般送配電事業者**（イ、ロ及びホにおいて「特定一般送配電事業者」という。）**であって、次のいずれかの場合に該当する場合**

イ **電気事業託送供給等収支計算規則に基づき公表した最近の超過利潤累積額管理表において、当期超過利潤累積額が一定水準額の5分の3を超過している場合**（ただし、当該超過利潤累積額管理表を公表した日の属する事業年度の翌事業年度の開始の日までに、当該超過額に1から効率化比率（託送収支規則の規定により公表した最近の当期乖離額累積額の当期超過利潤累積額に占める割合に100分の50を乗じて得た値（当該値が1を上回る場合にあっては1と、当該当期乖離額累積額が零を下回る場合にあっては零とする。）をいう。）を控除して得た値を乗じて得た額と託送収支規則の規定により公表した最近の還元義務額残高の合計額を5で除して得た額に原価算定期間の年数を乗じて得た額（当該額が一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて算定された電気事業報酬の額を超える場合にあっては、当該電気事業報酬の額）を下回らない額であって、特定一般送配電事業者が定める額を基準託送供給料金の原価に算入して基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。）

ロ **電気事業託送供給等収支計算規則に基づき公表した乖離率計算書において補正後乖離率が一定の比率（マイナス3パーセント）を超過している場合**（ただし、現行の基準託送供給料金の水準維持の妥当性に関して特定一般送配電事業者から合理的な説明がなされた場合又は当該乖離率計算書を公表した日の属する事業年度の翌事業年度の開始の日までに、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。）

ハ **平成30年3月31日以降、一般送配電事業者のうち3社以上が第18条第5項の規定に基づき、経営効率化により料金を引き下げる託送供給等約款の変更届出を行った場合**（ただし、当該届出が行われた事業年度の翌事業年度の開始の日までに、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。）

ニ **1の年度において一般送配電事業者のうち5社以上が電気事業託送供給等収支計算規則に基づき公表した乖離率計算書において補正後乖離率が一定の比率（マイナス5パーセント）を超過している場合**（ただし、現行の基準託送供給料金の水準維持の妥当性に関して一般送配電事業者から合理的な説明がなされた場合又は当該乖離率計算書を公表した日の属する事業年度の翌事業年度の開始の日までに、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。）

(参考) 根拠規定 (電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等)

ホ 電気事業会計規則 (昭和40年通商産業省令第57号) に定める廃炉等負担金の直近3事業年度の平均額が、次の式により算定した額の直近3事業年度の平均額を超過する場合 (ただし、現行の基準託送供給料金の水準維持の妥当性に関して特定一般送配電事業者から合理的な説明がなされた場合又は原子力損害賠償・廃炉等支援機構法第55条の3第2項の規定により、廃炉等積立金を積み立てる日の属する事業年度の翌事業年度の開始の日までに、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づいて基準託送供給料金の改定を実施する場合には、原則として該当しないものとする。)

$$A - B \times (1 - C)$$

A 原子力損害賠償・廃炉等支援機構法第55条の4第5項の規定により通知された廃炉等積立金の額

B 特定一般送配電事業者の特定関係事業者 (第22条の3第1項に規定する特定関係事業者をいい、過去に特定関係事業者であった者を含み、廃炉等実施認定事業者がその設立の日から引き続き発行済株式の全部を直接有するものに限る。以下このホにおいて同じ。) であって、小売電気事業を営む者 (過去に小売電気事業を営んでいた者を含む。以下このホにおいて「特定小売電気事業者」という。) 及び発電事業を営む者 (過去に発電事業を営んでいた者を含む。以下このホにおいて「特定発電事業者」という。) の経常利益の合計値 (特定小売電気事業者が行う小売電気事業又は特定発電事業者が行う発電事業に関して有する権利義務の全部又は一部を他の小売電気事業者又は発電事業者に承継させた場合は、承継を受けた当該小売電気事業を営む者又は発電事業を営む者 (以下このホにおいて「承継会社」という。) の経常利益に当該特定小売電気事業者又は当該特定発電事業者の出資比率を乗じた経常利益の合計値を含み、承継会社からの配当益を除く。)

C 廃炉等実施認定事業者、特定一般送配電事業者、特定小売電気事業者及び特定発電事業者の有形固定資産額 (承継会社がある場合は、承継会社の有形固定資産額に当該特定小売電気事業者又は当該特定発電事業者の出資比率を乗じた有形固定資産額を含む。) の合計値に占める当該特定一般送配電事業者の有形固定資産額の割合

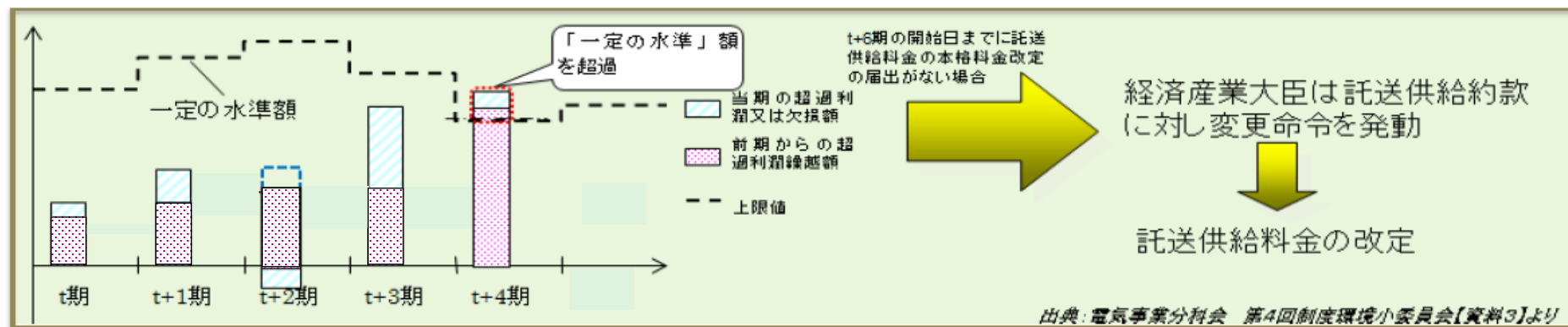
なお、上記の判断に当たっては、託送供給等利用者と一般送配電事業者との間に託送供給等約款の設定について紛争が生じ、当事者間で解決できず、行政に紛争が持ち込まれた場合において、その過程において得られた情報を勘案することとする。

①ストック管理とフロー管理による事後評価の概要

- 現行制度は、超過利潤累積額が一定の水準を超過(ストック管理)するか、もしくは、想定単価と実績単価の乖離率が一定比率を超過(フロー管理)した場合で、翌々事業年度開始日までに値下げ届出がなされない場合には託送供給等約款の変更命令を発動。

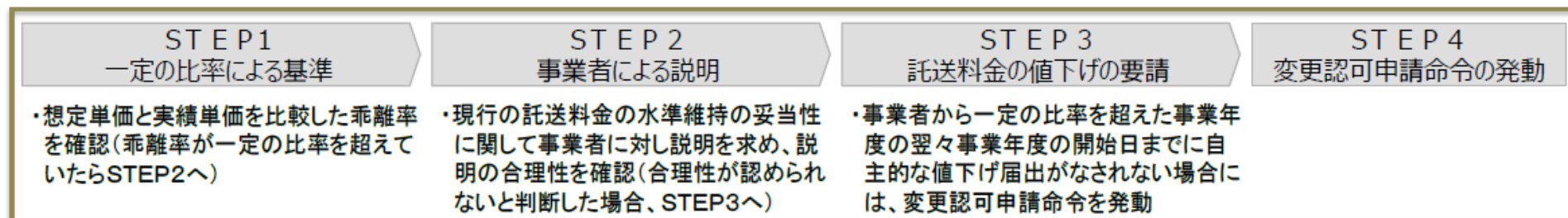
＜ストック管理方式＞

超過利潤累積額が一定の水準を超えた場合で、翌々事業年度の開始日まで値下げ届出がなされない場合には、託送供給等約款（料金）の変更命令を発動する仕組み



＜フロー管理方式＞

「想定単価と実績単価の乖離率（原価とのズレ）」を確認し、乖離率が一定の比率を超え、事業者の説明に料金水準維持の合理性が認められない場合で、翌々事業年度の開始日まで値下げ届出がなされない場合には、託送供給等約款（料金）の変更命令を発動する仕組み



①－１．超過利潤累積額管理表による事後評価の結果（ストック管理）

- 当期超過利潤累積額について、値下げ命令の発動基準となる「一定の水準※¹」（東京電力PGにおいては「一定の水準」の3／5※²）を超過した事業者はいなかった。

(単位：億円)	当期純利益 又は純損失	当期超過利潤額 又は欠損額	当期超過利潤累積額 又は欠損累積額	一定の水準※ ¹	基準への抵触
北海道電力NW	12	▲44	▲676	178	無
東北電力NW	368	170	▲595	486	無
東京電力PG	710	85	399	733※ ² (1,222×3/5=733)	無
中部電力PG	81	▲186	▲526	574	無
北陸電力送配電	70	21	▲53	82	無
関西電力送配電	97	▲230※ ³	▲774※ ³	637	無
中国電力NW	169	20	▲417	174	無
四国電力送配電	89	45	▲206	121	無
九州電力送配電	129	▲40	238	492	無
沖縄電力	▲17	▲53	▲159	42	無

※¹ 送配電部門に係る固定資産の期首期末平均帳簿価額に託送供給等約款の料金を設定した際に算定した事業報酬率を乗じて算定。

※² 東京電力PGにおける「一定の水準」は1,222億円だが、廃炉等負担金を踏まえ、厳格化された基準（733億円）を適用。

※³ 関西電力送配電については、2021年度までに支出が確認された超過契約額（4.6億円）を当期欠損額及び当期欠損累積額に反映（減算）済（詳細12頁）。
 なお、同社は2021年度中のインバンス料金誤算定（詳細13頁）について公表したところであるものの、再精算実施による各社託送収支への影響額（算定中）については、再精算を実施する年度の託送収支に反映されるため、今回2021年度の事後評価には影響を及ぼさない。

※⁴ 数値は、小数点以下を四捨五入しているため、各事業者が公表した託送供給等収支関連書類の数値（小数点以下を切捨て）と異なる場合がある（以下同様）。

(出典)各社公表資料（2023年2月24日時点。以降同様）等より事務局作成

①－１．超過利潤累積額管理表による事後評価の結果（ストック管理） （参考）当期超過利潤額（当期欠損額）の発生理由

（単位：億円）	2021年度 当期超過利潤額 （当期欠損額）	主な発生理由
北海道電力NW	▲44	経営全般にわたって徹底した効率化に努めたものの、調整力公募開始でアンシラリーサービス費が多く計上されたことや節電・省エネの進展等で需要が想定を下回ったこと等により、欠損が発生。
東北電力NW	170	契約電力が増加し収入が想定を上回ったこと、減価償却方法変更により減価償却費が想定を下回った（▲256億円※）こと等により、超過利潤が発生。
東京電力PG	85	節電・省エネの進展等で需要は想定を下回ったものの、全社を挙げて継続的なコスト削減に努めたこと等により、超過利潤が発生。
中部電力PG	▲186	配電工事の厳選等により設備関連費（修繕費、減価償却費等）は想定を下回ったものの、燃料価格高騰等による調整力費用の増加等により、欠損が発生。
北陸電力送配電	21	冬期の気温低下に伴い低圧の暖房需要が増加したこと等により、超過利潤が発生。
関西電力送配電	▲230	調達価格削減等の経営効率化や減価償却方法変更（▲257億円※）により費用は想定を下回ったものの、節電・省エネの進展等により需要が想定を大幅に下回り、欠損が発生。
中国電力NW	20	節電・省エネの進展等で需要は想定を下回ったものの、減価償却方法変更により減価償却費が想定を下回った（▲123億円※）こと等により、超過利潤が発生。
四国電力送配電	45	節電・省エネの進展等で需要は想定を下回ったものの、償却の進捗等に伴い減価償却費が減少したこと（2021年度まで定率法を採用）等により、超過利潤が発生。
九州電力送配電	▲40	省エネの進展等で需要が想定を下回ったこと、また、費用も想定を上回ったこと（減価償却方法変更（▲225億円※）の一方で分社化等により委託費が増加等）により、欠損が発生。
沖縄電力	▲53	低圧の需要は想定を上回ったものの、燃料価格の上昇等により離島供給に係る燃料費が想定を上回り、欠損が発生。

※各社とも、減価償却方法変更年度における影響額を記載。

（出典）各社公表資料、提出資料等より事務局作成

（参考）不適切な発注・契約による支出増（超過契約額）の確認について（関西電力送配電）

- 2020年12月に電気事業託送供給等収支計算規則が改正され、不適切な発注・契約による支出増（超過契約額）については、託送料金に係る超過利潤の計算において費用として扱ってはならないこととされた。
- 2021年9月に不適切な処理の事案が判明した関西電力送配電について、2020年度収支状況の事後評価では、実施した2022年2月時点で関西電力のコンプライアンス委員会による調査中であったため、当時判明していた超過契約額（0.1億円）について確認した（結果として、託送料金に対する値下げ命令の発動基準を超過しなかった）。
- その後、2022年6月に関西電力のコンプライアンス委員会による調査結果がまとまり、超過契約額が4.6億円であったことが判明。今般、2021年度の超過利潤計算書において、当該**4.6億円について処理が適切になされていることを確認**した。これを踏まえて事後評価を実施した結果、託送料金に対する値下げ命令の発動基準を超過しなかった。（スライド10御参照）（なお、他の9社においては超過契約額なし）

【不適切な処理の事案の概要】

○関西電力送配電の社内調査において、送電線付近での樹木伐採に関する地権者への補償費等の支払について、不適切な社内処理により過払いが発生していた※ことが判明し、2021年9月に公表。

※地権者から高額な補償要求があった場合に、実際には伐採していない区画についても補償料額の算定基礎に含めるといった虚偽の経理処理を行い、地権者や伐採委託先に対して内規を超える金額を支払っていたもの。

○本件事案に関しては、関西電力のコンプライアンス委員会が主体となって客観的かつ徹底的な調査、原因究明を実施し、調査報告書を2022年6月に公表。

（参考）電気事業託送供給等収支計算規則

※下線部は2020年12月改正により追加された箇所。当該箇所は、2022年11月1日付けの経済産業省令により削除されたが、附則第三条において、「電気事業託送供給等収支計算規則計算別表第1は、この省令の施行日以後に開始する事業年度に係る会計の整理について適用し、施行日前に開始した事業年度に係る会計の整理については、なお従前の例による」とされている。

別表第1（第2条関係）

事業者に係る託送供給等収支配分基準

1. ～7. （略）

8. 6. の規定により作成された送配電部門収支計算書を基に、様式第1第5表により超過利潤計算書を作成すること。ただし、税引前送配電部門当期純利益（又は税引前送配電部門当期純損失）については、6. の規定により整理された税引前送配電部門当期純利益（又は税引前送配電部門当期純損失）に、超過契約額（委任又は請負契約に係る手続について正当な理由なく透明性又は公平性が確保されていない場合であって、当該契約について合理的な金額を超えて支出した場合におけるその超えた部分の額をいう。以下第6表において同じ。）を加算した額とし、特別損益については、6. の規定により整理された特別利益から6. の規定により整理された特別損失（災害に伴う特別損失を除く。）を控除した額とすること。

(参考) 関西電力送配電 超過契約額の処理

送配電部門収支算定結果

項目	金額
営業収益 (1)	8,767億円
営業費用 (2)	8,555億円
営業利益 (3)=(1)-(2)	211億円
営業外損益 (4)	66億円
特別損益 (5)	△142億円
税引前当期純利益 (6)=(3)+(4)+(5)	135億円
法人税等 (7)	37億円
当期純利益 (8)=(6)-(7)	97億円

※金額は億円未満切捨てで記載しており、内訳と合計は一致しない場合がある。

超過利潤算定結果

項目	金額
税引前当期純利益 ①	139億円
財務収益 ②	79億円
事業外損益 ③	74億円
特別損益 ④	- 億円
インバランス取引等損益 ⑤	△207億円
調整後税引前当期純利益 ⑥=①-②-③-④-⑤	193億円
調整後税引前当期純利益に係る法人税等 ⑦	54億円
調整後当期純利益 ⑧=⑥-⑦	139億円
事業報酬額 ⑨	456億円
追加事業報酬額 ⑩	- 億円
財務費用（株式交付費、株式交付費償却、社債発行費及び社債発行費償却を除く。） ⑪	87億円
当期超過利潤額（又は欠損額） ⑫=⑧-⑨-⑩+⑪	△229億円

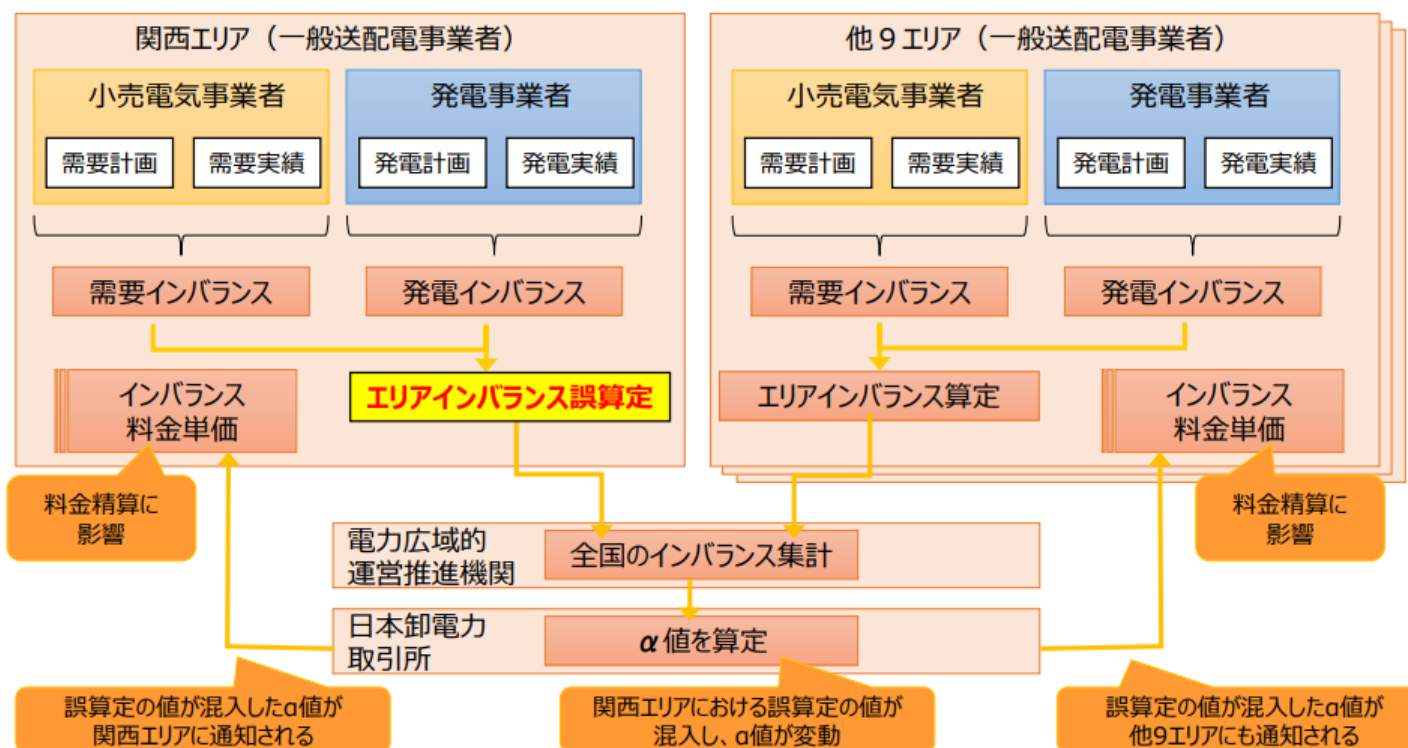
※金額は億円未満切捨てで記載しており、内訳と合計は一致しない場合がある。
※2022年6月13日に公表した送電線に近接する樹木の保安伐採業務等に関するコンプライアンス委員会調査報告書に基づき算定した超過契約額463百万円を「税引前送配電部門当期純利益①」へ反映しているため、同欄と「＜送配電部門収支結果＞税引前送配電部門当期純利益(6)」の記載が一致しない。

(参考) 2021年度中のインバランス誤算定について (関西電力送配電)

- 2021年6月分から2022年3月分までのエリアインバランスについて、その算定に必要となる、小売電気事業者における時間前市場からの調達量のデータについて、広域機関からのデータ連携を誤って停止した結果、算定が正しくなされていなかったことが判明。影響額は現在精査中。

■ 当社のエリアインバランス誤算定による全国への影響イメージ

- 各エリアにおいてエリアインバランスを算定し、電力広域的運営推進機関（広域機関）にて全国のインバランス量を集計した後、日本卸電力取引所でインバランス料金単価算定のための調整項（ α 値）を算出します。
- このため、ある地域のエリアインバランスが変動すると、 α 値が変動する可能性があります。



①－２．乖離率計算書による事後評価の結果（フロー管理）

- 実績単価の想定単価からの乖離率について、値下げ命令の発動基準となる「▲ 5 %」（東京電力PGにおいては「▲ 3 %」※ 4）を超過した事業者はいなかった。

(単位:円/kWh)		想定単価※ 1	実績単価※ 2、3	乖離率	基準への抵触
北海道電力NW	補正前	5.98	6.61	10.54%	無
	補正後		6.60	10.37%	
東北電力NW	補正前	5.74	5.89	2.61%	無
	補正後		5.90	2.79%	
東京電力PG	補正前	5.02	5.28	5.18%	無※ 4
	補正後		5.30	5.58%	
中部電力PG	補正前	4.73	4.80	1.48%	無
	補正後		4.81	1.69%	
北陸電力送配電	補正前	4.58	4.78	4.37%	無
	補正後		4.79	4.59%	
関西電力送配電	補正前	4.76	5.04	5.88%	無
	補正後		5.04	5.88%	
中国電力NW	補正前	4.68	4.81	2.78%	無
	補正後		4.80	2.56%	
四国電力送配電	補正前	5.43	5.62	3.50%	無
	補正後		5.61	3.31%	
九州電力送配電	補正前	5.26	5.40	2.66%	無
	補正後		5.41	2.85%	
沖縄電力	補正前	6.87	7.40	7.71%	無
	補正後		7.48	8.88%	

※ 1 2019～2021年度における送配電関連原価の合計額を、同期間の送配電関連需要の想定量で除して算定。

※ 2 補正前の実績単価は、2019～2021年度の実績費用の合計額を、同期間の需要の実績量の合計で除して算定。

※ 3 補正後の実績単価は、電力広域的運営推進機関の需要想定要領に定めのある気象補正等を反映した需要量及び当該需要補正を踏まえて補正した費用を用いて算定。

※ 4 東京電力PGについては、廃炉等負担金を踏まえ、厳格化された基準（▲ 3 %）を適用。

(出典)各社公表資料等より事務局作成

② 廃炉等負担金を踏まえた事後評価の概要（東京電力パワーグリッド）

- 「原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針」（2016年12月20日閣議決定）において、東京電力福島第一原子力発電所の廃炉を着実に実施すべく、東京電力グループ全体で総力を挙げて責任を果たしていくことが必要とされた。
- このため、2017年10月の制度改正により、送配電事業における合理化分を廃炉に要する資金に充てることができるよう、東京電力PGが支払う「廃炉等負担金」は「費用」として扱われることとなったが、他方、廃炉費用の捻出のために託送料金の値下げ機会が不当に損なわれぬよう、東京電力PGに関しては、料金値下げ命令に関する新たな評価基準が設けられている（2018年3月（一部は2020年3月）施行）。

< 値下げ命令に関する新たな評価基準の概要 >

- ・ 以下の基準のいずれかの場合に該当する場合で、翌々事業年度開始日までに値下げ届出がなされない場合には、託送供給等約款（料金）に対する変更命令を発動する仕組み

① 通常のストック管理・フロー管理に比べて厳格な基準

- ・ 超過利潤累積額が、通常のストック管理基準（一定水準額＝固定資産額×事業報酬率）の3／5を超過する場合、もしくは、
- ・ 想定原価と実績単価の乖離率が、▲3％（通常のフロー管理基準（▲5％）の3／5）を超過する場合

② 他の一般送配電事業者の経営効率化状況との比較

- ・ 他の一般送配電事業者の3社以上が託送料金を値下げする場合、もしくは、
- ・ 他の一般送配電事業者の5社以上の想定原価と実績単価の乖離率が▲5％を超過している場合

③ 東京電力グループ他社の資金負担との比較

※ 当該基準は2020年3月31日施行であるため、2019年度託送収支の事後評価から適用される。

- ・ 東京電力PGが支払う廃炉等負担金の直近3事業年度の平均額が、以下の式により算定した額の3事業年度の平均額を超過する場合

算定式 $A - B \times (1 - C)$

A：廃炉等積立金の額

B：東京電力グループ他社（東京電力EP、東京電力FP、東京電力RP及びJERA）の経常利益の合計値

C：東京電力PGの有形固定資産比率

② 廃炉等負担金を踏まえた事後評価の結果（東京電力パワーグリッド）

- 東京電力PGにおいては、廃炉等負担金を踏まえ厳格な値下げ基準が適用されるところ、2021年度の収支状況について確認した結果、当該基準に達していなかった。

① 通常のストック管理・フロー管理に比べて厳格な基準

- ・ 超過利潤累積額が、通常のストック管理基準（一定水準額＝固定資産額×事業報酬率）の3／5を超過する場合、
もしくは、
- ・ 想定原価と実績単価の乖離率が、▲3％（通常のフロー管理基準（▲5％）の3／5）を超過する場合

- ・ 東京電力PGの当期超過利潤累積額は399億円となり、一定水準額の3／5（733億円）を超過していない。
- ・ 乖離率は、5.18％（補正後5.58％）となり、▲3％を超過していない。

② 他の一般送配電事業者の経営効率化状況との比較

- ・ 他の一般送配電事業者の3社以上が託送料金を値下げする場合、
もしくは、
- ・ 他の一般送配電事業者の5社以上の想定原価と実績単価の乖離率が▲5％を超過している場合

- ・ 値下げを予定している一般送配電事業者はいない。
- ・ 他の一般送配電事業者のいずれも乖離率が▲5％を超過していない。

③ 東京電力グループ他社の資金負担との比較

※ 当該基準は2020年3月31日施行であるため、2019年度託送収支の事後評価から適用。

- ・ 東京電力PGが支払う廃炉等負担金の直近3事業年度の平均額が、以下の式により算定した額の3事業年度の平均額を超過する場合
算定式 $A - B \times (1 - C)$
A：廃炉等積立金の額
B：東京電力グループ他社（東京電力EP、東京電力FP、東京電力RP及びJERA）の経常利益の合計値
C：東京電力PGの有形固定資産比率

- ・ 左記の算定式により算出した直近3事業年度（2019～2021年度）の平均額は2,550億円。
- ・ 東京電力PGが支払う廃炉等負担金の直近3事業年度（2019～2021年度）の平均額は1,267億円となり、2,550億円を超過していない。

(参考) 2021年度の廃炉等負担金について (東京電力ホールディングス)

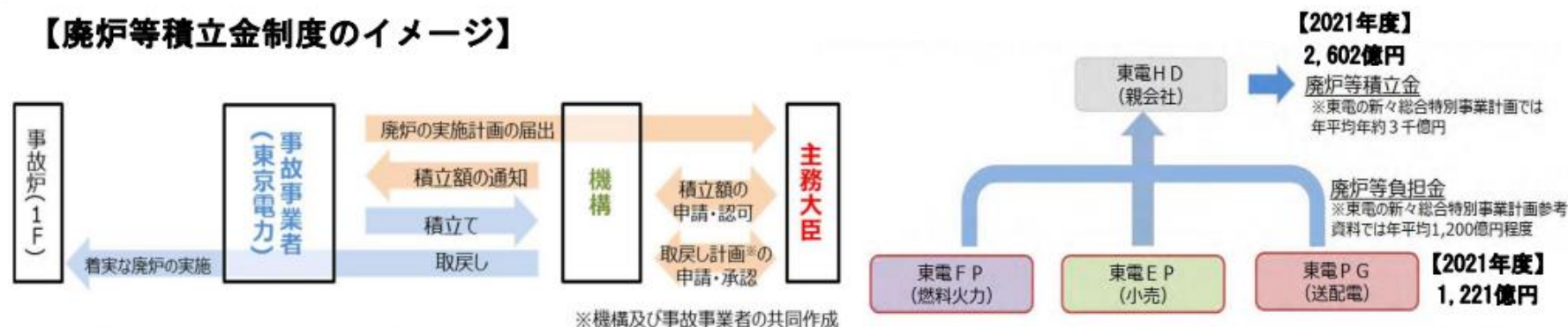
第21回料金制度専門会合
資料4-1 (2022年10月5日)

1. 廃炉等負担金

- 2016年12月に閣議決定された「原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針」(以下、基本指針)において、東京電力福島第一原子力発電所の廃炉を着実に実施すべく、東京電力グループ全体で総力を挙げて責任を果たしていくことが必要とされました。
- 基本指針に基づき、2017年5月に原子力損害賠償・廃炉等支援機構法が改正され、東京電力ホールディングス(以下、HD)は、毎年度、廃炉に必要な資金を廃炉等積立金として原子力損害賠償・廃炉等支援機構(以下、機構)に積み立てることとなりました。
- また、機構と共同で策定し、主務大臣の認定をいただいた「新々・総合特別事業計画」および「第四次総合特別事業計画」において、東京電力グループ全体で総力を上げて廃炉等積立金の原資を捻出すべく、東京電力パワーグリッド(以下、PG)は送配電事業における合理化分を廃炉に要する資金(「廃炉等負担金」)としてHDへ支払うこととしております。
- これを踏まえPGは、HDとの間で廃炉等負担金に関する契約を締結の上、HDからの通知に基づき、2021年度に1,221億円の廃炉等負担金を計上しております。

※なお、廃炉等負担金については、電気事業会計規則等の改正により、託送収支上の費用として整理する(超過利潤の対象外とする)制度的措置が講じられております。

【廃炉等積立金制度のイメージ】



(出典) 2017.5.18 新々・総合特別事業計画

(出典) 2017.12.20電力・ガス基本政策小委員会資料

(参考) 2021年度の廃炉等負担金について (東京電力ホールディングス)

第21回料金制度専門会合
資料4-1 (2022年10月5日)

2. 廃炉等負担金の算定根拠

- 2021年度の廃炉等負担金の水準については、送配電事業における合理化分から捻出すること、P Gの負担が過大ではないこと、P Gの財務健全性を毀損しないこと等を踏まえ、H Dが決定し、具体的な算定根拠とともにP Gに通知しております。

H DからP Gへの2021年度廃炉等負担金の通知額：1,221億円

<2021年度廃炉等負担金額の算定根拠 (2022年3月時点の見通し)>

(1) 廃炉等負担金計上前の超過利潤額	: 879億円	送配電事業における合理化分から捻出 ※法人税差引前に戻すと1,221億円
(2) (1) に基づき算定した廃炉等負担金	: <u>1,221億円</u>	積立額2,602億円に対し1,221億円の 負担は過大ではない
(3) 廃炉等負担金計上後の当期純利益	: 670億円	廃炉等負担金を支払後も適正利益は 残りP Gの財務健全性を毀損しない

参考 <「電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等」に基づく廃炉等負担金上限額>

廃炉等負担金の上限額算定値※1	: 2,550億円
廃炉等負担金の直近3事業年度の平均額※2	: 1,267億円

※1 算定式は以下のとおり ※2 過去2年の廃炉等負担金は、2019年度：1,233億円、2020年度：1,346億円

<試算値算定式>					} 3カ年平均：2,550
2019年度	2,804	—	905	× (1 — 67%) = 2,505	
2020年度	2,600	—	1,347	× (1 — 67%) = 2,155	
2021年度	2,602	—	▲1,211	× (1 — 68%) = 2,989	
	H D		グループ他社の	P G	
	廃炉等積立金		経常利益	有形固定資産比率	

1. 法令に基づく事後評価について

2. **2021年度託送収支に係る分析について**

(1) 前提となる需要の経年変化

(2) 想定原価と実績費用等の比較

(3) 実績費用等の経年変化

(4) 実績単価の経年変化

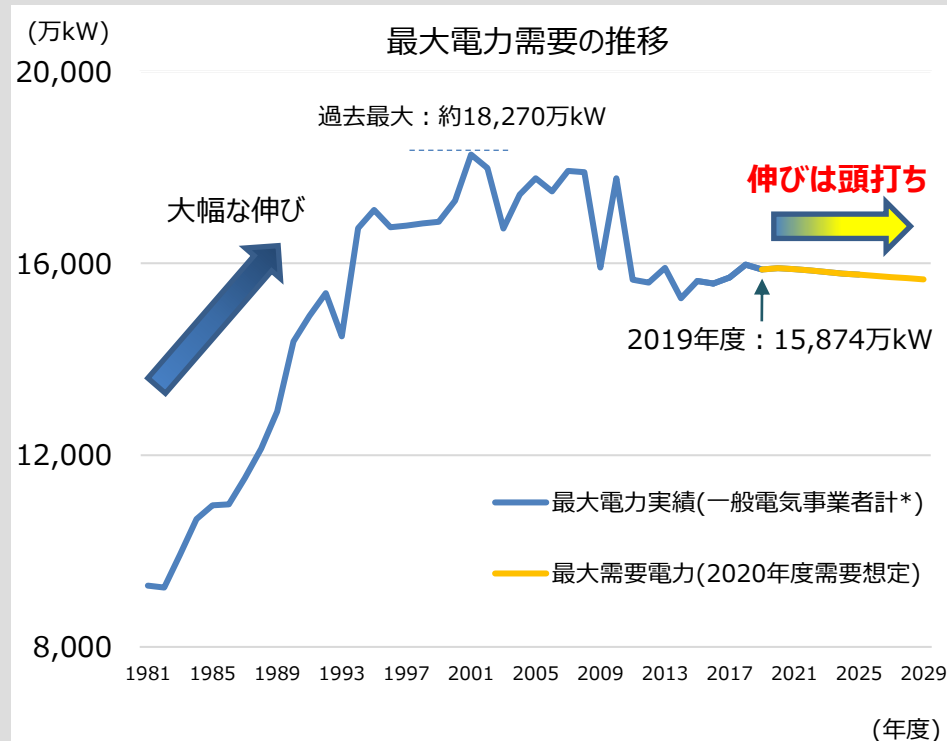
(参考) 一般送配電事業者を取り巻く環境変化 (1)

2020年7月30日
第1回料金制度専門会合資料3
(一部修正)

- 2030年時点の電力需要は、人口減少や省エネルギーの進展等により、2019年度とほぼ同レベルと見込まれている。
- こうした中で、再エネ電源の導入拡大に対応するため送配電網の増強が必要となっており、これが新たなコスト増要因となっている。

系統電力需要の減少

大震災前後から、需要は減少傾向



(出典) 電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」等より作成

接続容量の急増

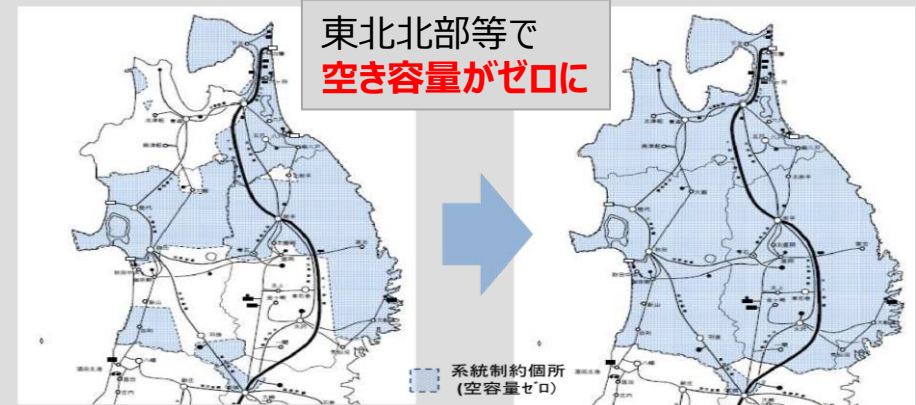


図1 平成28年4月28日付公表

図2 平成28年5月31日付公表

<2030年における再生可能エネルギー電源の導入見込み量>

種別	設備容量 (万kW)		C:現状からの増加率
	A:2030年断面	B:現状	
地熱	約140~約155	52	170~200%
水力	4,847~4,931	4,650	4~6%
バイオマス	602~728	252	140~190%
風力(陸上)	918	約270	240%
風力(洋上)	82		-
太陽光(住宅)	約900	約760	20%
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340	310%
再エネ合計	12,989~13,214	7,324	77~80%

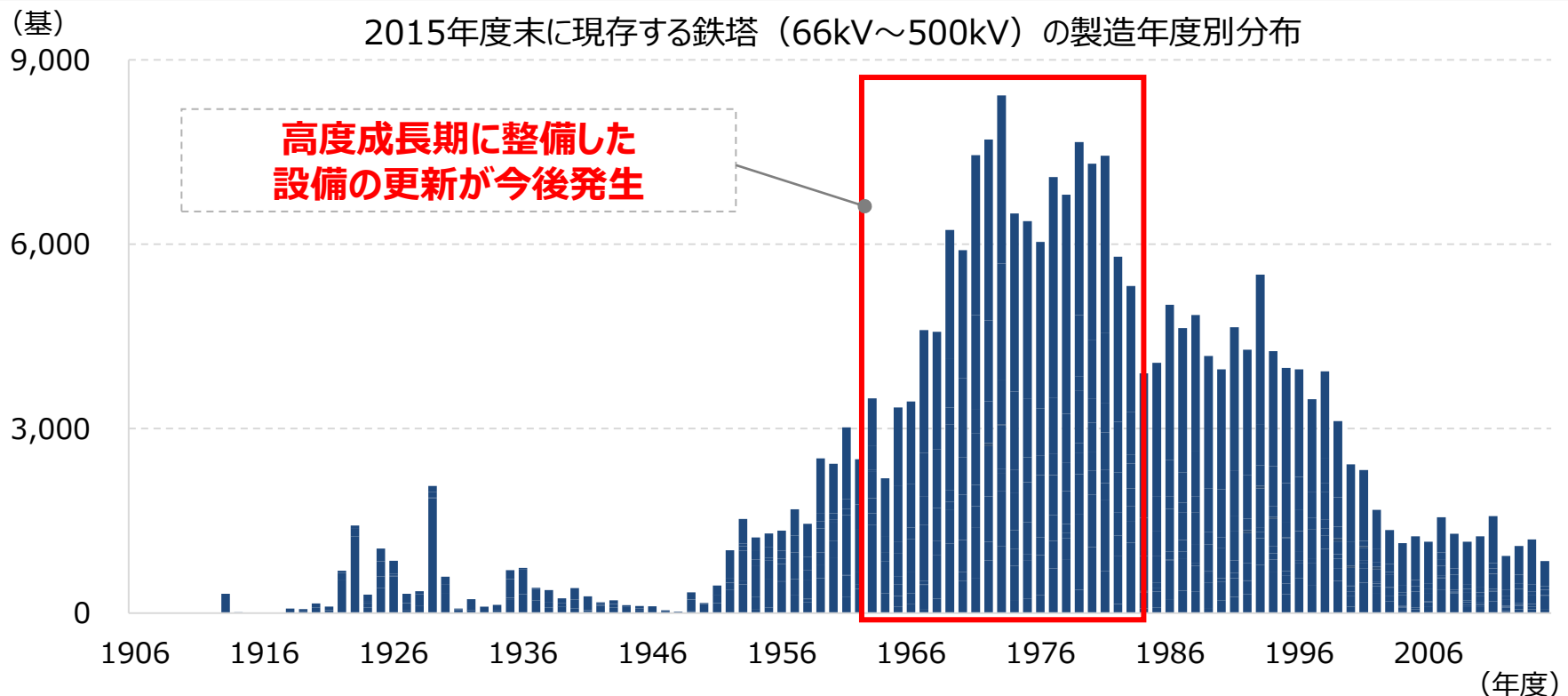
(出典) 東北電力Webサイト、資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し」より作成

(参考) 一般送配電事業者を取り巻く環境変化 (2)

2020年7月30日
第1回料金制度専門会合資料3

- 加えて、今後、高度経済成長期に整備した送配電設備の更新に多額の資金が必要になると見込まれている。
- こうした事業環境の変化に対応するためにも、経営効率化等の取り組みによりできるだけ費用を抑制しつつ、再エネ拡大や安定供給に向け、計画的かつ効率的に設備投資を行っていくことが求められる。

送配電網の設備更新投資



①需要量(kWh)の年度別実績

- 2021年度の需要量(kWh)は、コロナ禍で経済活動が落ち込んだ前年度の反動等から、各事業者において前年度比増加。

原価算定期間 (単位:億kWh)	原価 算定期間	想定 需要量※1	2012	2013	2014	2015	2016 ※2	2017	2018	2019	2020	2021
北海道	2013 -2015	319	313 (-)	307 (▲1.7%)	300 (▲2.4%)	295 (▲1.7%)	300 (1.7%)	298 (▲0.6%)	293 (▲1.7%)	295 (0.7%)	286 (▲3.1%)	287 (0.3%)
東北	2013 -2015	800	783 (-)	779 (▲0.5%)	772 (▲0.8%)	762 (▲1.4%)	779 (2.2%)	790 (1.5%)	784 (▲0.7%)	770 (▲1.9%)	768 (▲0.3%)	790 (2.9%)
東京	2012 -2014	2,899	2,802 (-)	2,807 (0.2%)	2,737 (▲2.5%)	2,699 (▲1.4%)	2,724 (0.9%)	2,776 (1.9%)	2,755 (▲0.7%)	2,705 (▲1.8%)	2,674 (▲1.1%)	2,704 (1.1%)
中部	2014 -2016	1,283	1,277 (-)	1,284 (0.5%)	1,260 (▲1.9%)	1,242 (▲1.4%)	1,272 (2.4%)	1,304 (2.5%)	1,301 (▲0.3%)	1,273 (▲2.2%)	1,241 (▲2.5%)	1,276 (2.8%)
北陸	2016 -2018	284	280 (-)	280 (0.0%)	279 (▲0.7%)	275 (▲1.2%)	284 (3.1%)	292 (2.9%)	285 (▲2.2%)	276 (▲3.5%)	271 (▲1.6%)	281 (3.8%)
関西	2013 -2015	1,486	1,457 (-)	1,447 (▲0.7%)	1,400 (▲3.2%)	1,361 (▲2.8%)	1,385 (1.8%)	1,407 (1.6%)	1,384 (▲1.6%)	1,357 (▲2.0%)	1,324 (▲2.4%)	1,355 (2.4%)
中国	2016 -2018	602	591 (-)	594 (0.5%)	584 (▲1.8%)	574 (▲1.6%)	592 (3.2%)	592 (▲0.1%)	585 (▲1.1%)	575 (▲1.8%)	561 (▲2.3%)	574 (2.2%)
四国	2013 -2015	278	274 (-)	272 (▲0.6%)	265 (▲2.7%)	260 (▲2.0%)	265 (2.0%)	269 (1.7%)	260 (▲3.4%)	254 (▲2.3%)	252 (▲0.7%)	256 (1.3%)
九州	2013 -2015	857	841 (-)	850 (1.1%)	827 (▲2.7%)	818 (▲1.0%)	838 (2.4%)	859 (2.5%)	840 (▲2.3%)	818 (▲2.6%)	809 (▲1.2%)	831 (2.7%)
沖縄	2016 -2018	78	73 (-)	75 (3.4%)	75 (▲0.3%)	76 (1.6%)	80 (4.1%)	79 (▲0.3%)	77 (▲2.9%)	78 (1.3%)	78 (▲0.6%)	79 (1.2%)

※1 各社の原価算定期間における想定需要量の年度平均値。

※2 2016年度制度変更により、2016年度以降は新規需要分が含まれる。

※3 カッコ内は対前年度増減率。

(出典)各社提出資料より事務局作成

②需要kW(契約kW)の年度別実績

- 2021年度の需要kW(契約kW)も、経済活動の回復等を受けて、各事業者において前年度比増加。

(単位:万kW)	2012	2013	2014	2015	2016※1、2	2017	2018	2019	2020	2021
北海道	20,540 (-)	20,523 (▲0.1%)	20,710 (0.9%)	20,792 (0.4%)	19,209 (▲7.6%)	20,441 (6.4%)	20,623 (0.9%)	20,755 (0.6%)	20,669 (▲0.4%)	21,472 (3.9%)
東北	51,058 (-)	51,494 (0.9%)	52,108 (1.2%)	52,655 (1.1%)	48,314 (▲8.2%)	50,706 (5.0%)	51,277 (1.1%)	51,677 (0.8%)	53,053 (2.7%)	55,235 (4.1%)
東京	196,483 (-)	196,971 (0.2%)	198,068 (0.6%)	198,886 (0.4%)	184,032 (▲7.5%)	190,894 (3.7%)	193,227 (1.2%)	194,154 (0.5%)	193,783 (▲0.2%)	195,471 (0.9%)
中部	83,246 (-)	83,563 (0.4%)	83,937 (0.4%)	84,346 (0.5%)	77,648 (▲7.9%)	81,032 (4.4%)	82,241 (1.5%)	82,665 (0.5%)	78,212 (▲5.4%)	78,328 (0.1%)
北陸	17,531 (-)	17,646 (0.7%)	17,818 (1.0%)	18,102 (1.6%)	16,825 (▲7.1%)	17,414 (3.5%)	17,812 (2.3%)	17,849 (0.2%)	17,897 (0.3%)	18,146 (1.4%)
関西	88,401 (-)	87,987 (▲0.5%)	87,719 (▲0.3%)	87,406 (▲0.4%)	78,300 (▲10.4%)	81,053 (3.5%)	80,984 (▲0.1%)	79,486 (▲1.8%)	73,688 (▲7.3%)	76,299 (3.5%)
中国	36,572 (-)	36,679 (0.3%)	36,958 (0.8%)	36,916 (▲0.1%)	33,374 (▲9.6%)	34,705 (4.0%)	34,400 (▲0.9%)	34,191 (▲0.6%)	29,084 (▲14.9%)	30,802 (5.9%)
四国	18,543 (-)	18,516 (▲0.1%)	18,512 (▲0.0%)	18,530 (0.1%)	16,885 (▲8.9%)	17,452 (3.4%)	17,581 (0.7%)	17,271 (▲1.8%)	15,872 (▲8.1%)	16,017 (0.9%)
九州	58,877 (-)	59,274 (0.7%)	59,636 (0.6%)	59,967 (0.6%)	52,857 (▲11.9%)	56,248 (6.4%)	56,998 (1.3%)	56,937 (▲0.1%)	58,416 (2.6%)	59,336 (1.6%)
沖縄	4,945 (-)	5,021 (1.5%)	5,122 (2.0%)	5,217 (1.8%)	4,897 (▲6.1%)	5,266 (7.5%)	5,332 (1.2%)	5,427 (1.8%)	5,590 (3.0%)	5,712 (2.2%)

※1 2015年度から2016年度にかけての実績需要kWの減少は、2016年度制度変更によって低圧託送契約に実量契約が導入され、負荷設備契約の一部が実量契約に切り替わったことが要因の一つ(第9回制度設計WG)。

※2 2016年度制度変更により、2016年度以降は新規需要分が含まれる。

※3 カッコ内は対前年度増減率。

(出典)各社提出資料より事務局作成

1. 法令に基づく事後評価について

2. **2021年度託送収支に係る分析について**

(1) 前提となる需要の経年変化

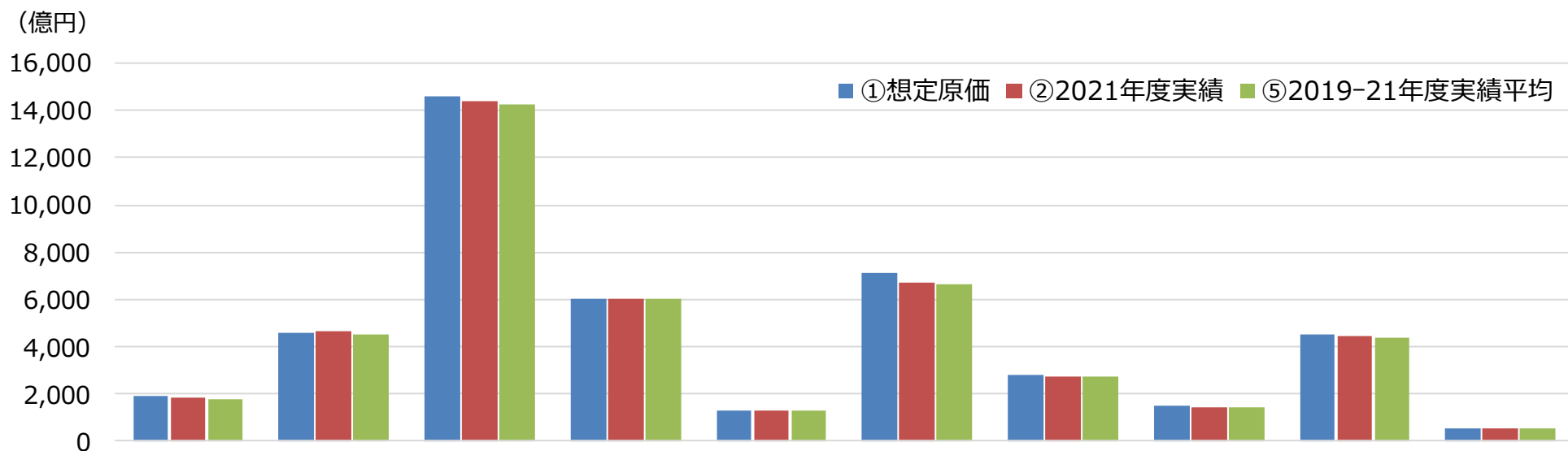
(2) 想定原価と実績費用等の比較

(3) 実績費用等の経年変化

(4) 実績単価の経年変化

①想定原価と2021年度実績収入の比較（乖離額、乖離率）

- 節電・省エネ等の影響により、需要量の実績が想定を下回る傾向が継続するなか、東北・北陸・沖縄以外の7社において、2020年度に引き続き実績収入が想定原価（＝想定収入）を下回った。
- 実績収入を直近3年間で均した値についても、北陸・沖縄を除く8社で想定原価を下回った。



(単位：億円)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
①想定原価	1,909	4,595	14,592	6,058	1,301	7,093	2,814	1,526	4,518	535
②2021年度実績	1,818	4,633	14,358	6,047	1,332	6,713	2,757	1,455	4,486	555
③乖離額(=②－①)	▲91	38	▲234	▲11	31	▲380	▲56	▲71	▲32	20
④乖離率(=③÷①)	▲4.8%	0.8%	▲1.6%	▲0.2%	2.4%	▲5.4%	▲2.0%	▲4.7%	▲0.7%	3.8%
⑤2019-21年度平均 (乖離額=⑤－①)	1,810 (▲99)	4,554 (▲42)	14,240 (▲353)	6,009 (▲49)	1,308 (7)	6,636 (▲457)	2,732 (▲82)	1,431 (▲95)	4,396 (▲122)	549 (15)

(出典) 各社提出資料より事務局作成

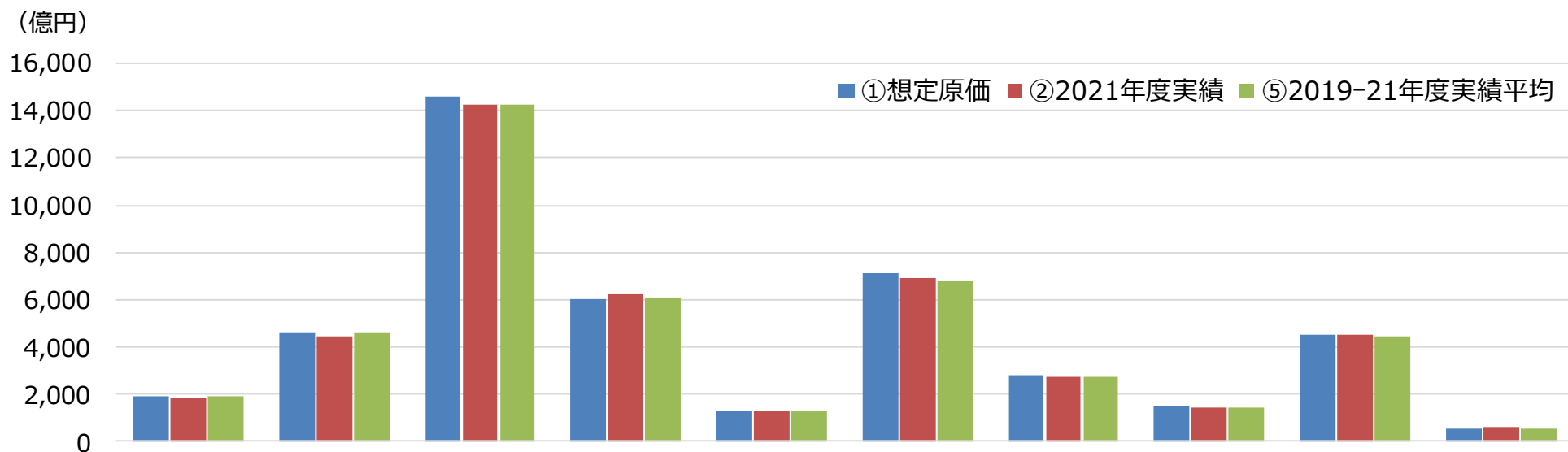
① 想定原価と2021年度実績収入の比較（乖離発生理由）

(単位：億円)	乖離額 (実績－想定原価)	主な乖離発生理由の説明
北海道電力NW	▲91	節電・省エネの進展、産業用需要の減少等の影響により、想定＞実績となった。
東北電力NW	38	販売電力量(kWh)は減少したものの、契約電力(kW)が増加したことにより、想定＜実績となった。
東京電力PG	▲234	節電・省エネの進展等による需要の減少により、想定＞実績となった。
中部電力PG	▲11	省エネの進展等による需要の減少により、想定＞実績となった。
北陸電力送配電	31	冬季の気温低下に伴い低圧の暖房需要が増加したこと等により、想定＜実績となった。
関西電力送配電	▲380	節電・省エネの進展等による需要の減少により、想定＞実績となった。
中国電力NW	▲56	節電・省エネの進展や大口電力の生産水準の低下、新型コロナ影響による経済活動の減退による需要減少の影響等により、想定＞実績となった。
四国電力送配電	▲71	節電・省エネの進展等による需要の減少により、想定＞実績となった。
九州電力送配電	▲32	省エネの進展等による需要の減少により、想定＞実績となった。
沖縄電力	20	原価算定時の計画に比べ低圧の需要が増加したことにより、想定＜実績となった。

(出典)各社提出資料等より事務局作成

②想定原価と2021年度実績費用の比較（費用全体：乖離額、乖離率）

- 中部・北陸・九州・沖縄の4社において、調整力費用や人件費等の増加により、実績費用が想定原価（＝想定費用）を上回った。沖縄においては、乖離率が2020年度（＋8.0%）から拡大した。
- 実績費用を直近3年間で均した値についても、北海道・中部・北陸・沖縄の4社で想定原価を上回った。



(単位：億円)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
①想定原価	1,909	4,595	14,592	6,058	1,301	7,093	2,814	1,526	4,518	535
②2021年度実績	1,862	4,463	14,273	6,233	1,311	6,948	2,737	1,409	4,525	609
③乖離額(=②－①)	▲47	▲132	▲319	176	10	▲145	▲77	▲116	7	74
④乖離率(=③÷①)	▲2.5%	▲2.9%	▲2.2%	2.9%	0.8%	▲2.0%	▲2.7%	▲7.6%	0.2%	13.8%
⑤2019-21年度平均 (乖離額=⑤－①)	1,914 (5)	4,566 (▲29)	14,216 (▲376)	6,068 (10)	1,319 (18)	6,785 (▲308)	2,737 (▲77)	1,426 (▲100)	4,421 (▲97)	578 (43)

(出典) 各社提出資料より事務局作成

② 想定原価と2021年度実績費用の比較（費用全体：乖離要因分析）

- 実績費用が想定原価を上回った4社について、九州は「人件費・委託費等」の増加、沖縄は「設備関連費」の増加、中部・北陸は「その他」の増加※が、乖離率押し上げの主要因となっている。
※中部は諸費や他社購入電源費の増加、北陸は他社購入電源費の増加が主要因
- 他方、実績費用が想定原価を下回った6社について、四国は「その他」の減少※、四国を除く5社は「設備関連費」の減少が、乖離率押し下げの主要因となっている。
※電気事業雑収益の増加（控除項目であり、その増加は費用の減少に寄与する）が主要因

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
乖離率 (乖離額(億円))	▲2.5% (▲47)	▲2.9% (▲132)	▲2.2% (▲319)	2.9% (176)	0.8% (10)	▲2.0% (▲145)	▲2.7% (▲77)	▲7.6% (▲116)	0.2% (7)	13.8% (74)
人件費・委託費等※2	▲3.2%	1.3%	▲2.7%	0.0%	0.7%	3.9%	1.2%	1.1%	7.0%	6.0%
設備関連費※3	▲8.8%	▲5.4%	▲10.5%	▲3.4%	▲2.8%	▲9.2%	▲6.0%	▲3.6%	▲7.3%	6.3%
廃炉等負担金	-	-	8.4%	-	-	-	-	-	-	-
その他※4	9.6%	1.2%	2.6%	6.2%	2.9%	3.2%	2.1%	▲5.1%	0.4%	1.4%

※1 一過性の費用である特別損失は含まない。また、乖離率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。

※2 役員給与、給料手当、給料手当振替額（貸方）、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費、雑給、委託費。

※3 修繕費、賃借料、固定資産税、減価償却費、固定資産除却費、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額（貸方）、建設分担関連費振替額（貸方）。

※4 諸費、託送料、電源開発促進税、他社購入電源費、電気事業報酬等。

(出典) 各社提出資料より事務局作成

② 想定原価と2021年度実績費用の比較（主要費目：乖離額、乖離率）

- 費用のうち、「人件費・委託費等」について、北海道・東京を除く8社において、実績が想定を上回ったが、そのうち関西・九州・沖縄の3社は乖離率が+10%以上となった。
- 「設備関連費」について、沖縄を除く9社において、実績が想定を下回ったが、そのうち北海道・東京・関西・中国・九州の5社は乖離率が▲10%以上となった。

(単位：億円)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
合計	想定原価	1,909	4,595	14,592	6,058	1,301	7,093	2,814	1,526	4,518	535
	実績費用 (乖離率)	1,862 (▲2.5%)	4,463 (▲2.9%)	14,273 (▲2.2%)	6,233 (2.9%)	1,311 (0.8%)	6,948 (▲2.0%)	2,737 (▲2.7%)	1,409 (▲7.6%)	4,525 (0.2%)	609 (13.8%)
人件費・ 委託費等	想定原価	496	910	3,008	1,547	309	1,372	689	327	994	118
	実績費用 (乖離率)	435 (▲12.4%)	972 (6.8%)	2,612 (▲13.2%)	1,549 (0.1%)	317 (2.8%)	1,652 (20.4%)	724 (5.0%)	343 (5.0%)	1,312 (32.0%)	150 (27.3%)
設備 関連費	想定原価	937	2,711	8,070	3,121	676	3,723	1,424	771	2,375	262
	実績費用 (乖離率)	768 (▲18.0%)	2,461 (▲9.2%)	6,539 (▲19.0%)	2,916 (▲6.6%)	639 (▲5.4%)	3,073 (▲17.5%)	1,254 (▲11.9%)	716 (▲7.1%)	2,044 (▲13.9%)	296 (12.9%)

■ 乖離率が+10%以上

■ 乖離率が▲10%以上

※乖離率が±10%以上のものを色つきでハイライト。

(出典)各社提出資料より事務局作成

② 想定原価と2021年度実績費用の比較（費用全体：乖離発生理由）

(単位：億円)	乖離額 (実績－想定原価)	主な乖離発生理由の説明
北海道電力NW	▲47	調整力公募開始でアンシラリーサービス費が多く計上されたものの、減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲99億円※ ¹ ）や設備補修工事厳選による修繕費の減少等により、想定＞実績となった。
東北電力NW	▲132	賞与を中心に原価を上回り給料手当が増加したこと等はあったものの、減価償却方法変更（▲256億円※ ¹ ）や高圧線張替工事の減少による修繕費の減少等により、想定＞実績となった。
東京電力PG	▲319	予備力・調整力費用の増加はあったものの、競争的発注方法の拡大や工事効率の向上等による減価償却費・修繕費等の減少等により、想定＞実績となった。
中部電力PG	176	配電工事の厳選等により設備関連費（修繕費、減価償却費等）は想定を下回ったものの、燃料価格高騰等による調整力費用の増加等により、想定＜実績となった。
北陸電力送配電	10	減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲59億円※ ¹ ）等はあったものの、分社化により一部費用が会社間取引になり委託費が新たに発生したこと等により、想定＜実績となった。
関西電力送配電	▲145	燃料価格高騰等による調整力費用が大幅に増加したものの、減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲257億円※ ¹ ）等により、想定＞実績となった。
中国電力NW	▲77	1人当たり年間給与水準の差異による給料手当等の増加等はあったものの、減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲123億円※ ¹ ）等により、想定＞実績となった。
四国電力送配電	▲116	分社化により一部費用が会社間取引になり委託費が新たに発生したこと等はあったものの、分社化による電気事業雑収益の増加※や償却の進捗等による減価償却費の減少等により、想定＞実績となった。
九州電力送配電	7	減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲225億円※ ¹ ）等により設備関連費が減少したものの、分社化等による委託費の増加（一部費用が会社間取引になった等）により、想定＜実績となった。
沖縄電力	74	燃料費調整制度の影響で離島電灯電力料の増加※ ² 等はあったものの、燃料価格の上昇等による離島供給に係る燃料費の増加や人数・単価両面での給料手当の増加等により、想定＜実績となった。

※1 各社とも、減価償却方法変更年度における影響額を記載。

※2 控除項目であり、その増加は費用の減少に寄与する。

(出典)各社提出資料等より事務局作成

②想定原価と2021年度実績費用の比較（「人件費・委託費等」：乖離要因分析）

- 「人件費・委託費等」の乖離率が+10%以上となった3社について、関西・九州は委託費の増加、沖縄は給料手当の増加が、乖離率押し上げの主要因となっている。
- 他方、乖離率が▲10%以上となった2社について、北海道は委託費の減少、東京は給料手当の減少が、乖離率押し下げの主要因となっている。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
乖離率 (乖離額(億円))	▲12.4% (▲62)	6.8% (61)	▲13.2% (▲396)	0.1% (2)	2.8% (9)	20.4% (280)	5.0% (35)	5.0% (17)	32.0% (318)	27.3% (32)
役員給与	▲0.1%	0.0%	0.1%	▲0.0%	▲0.2%	▲0.0%	▲0.0%	0.1%	▲0.0%	0.7%
給料手当	▲2.2%	11.0%	▲9.7%	▲1.8%	▲7.1%	6.1%	4.9%	0.9%	5.0%	17.3%
給料手当振替額 (貸方)	0.4%	▲0.2%	▲0.0%	0.1%	0.1%	▲0.4%	▲0.2%	0.1%	▲0.6%	▲1.6%
退職給与金	▲1.6%	▲6.3%	▲3.9%	0.5%	▲5.3%	0.7%	2.2%	▲7.9%	▲3.0%	▲0.3%
厚生費	0.2%	1.6%	▲2.4%	0.9%	▲1.2%	2.4%	1.2%	2.0%	1.2%	2.4%
委託検針費	-	▲0.8%	▲4.7%	▲1.8%	▲1.5%	▲1.9%	▲1.5%	▲1.7%	▲3.3%	▲1.9%
委託集金費	-	▲0.1%	▲0.8%	▲0.0%	▲0.1%	▲0.3%	▲1.1%	▲1.0%	▲0.8%	0.3%
雑給	0.6%	▲0.6%	▲0.7%	0.6%	1.7%	1.0%	0.5%	▲0.8%	0.0%	1.3%
委託費	▲9.7%	2.1%	8.8%	1.6%	16.5%	12.7%	▲0.9%	13.5%	33.5%	9.1%

※乖離率が±10%以上のものを色つきでハイライトし、乖離率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。
(出典)各社提出資料より事務局作成

乖離率が+10%以上
乖離率が▲10%以上

②想定原価と2021年度実績費用の比較（「人件費・委託費等」：乖離発生理由）

(単位：億円)	乖離額 (実績－想定原価)	主な乖離発生理由の説明
北海道電力NW	▲62	全社情報業務の包括サービス契約化に伴い情報システム関連委託費が減少したこと等により、想定＞実績となった。
東北電力NW	61	利息費用の差異等で退職給与金が減少したものの、賞与を中心に原価を上回ったことによる給料手当の増加や分社化に伴い会社間取引が発生したことによる委託費の増加等により、想定＜実績となった。
東京電力PG	▲396	分社化に伴い会社間取引が発生したことによる委託費の増加等はあったものの、効率化・人員削減による給料手当・退職給与金等の減少、スマメ設置完了に伴う委託検針費等の不発生等により、想定＞実績となった。
中部電力PG	2	スマメ設置進捗に伴う委託検針費の減少等はあったものの、給料単価上昇に伴う厚生費等の増加等により、想定＜実績となった。（※給料手当の減少及び委託費の増加は、分社化に伴う費目変更によるもの）
北陸電力送配電	9	分社化に伴う外注化で人員が減少し、給料手当・退職給与金等が減少したものの、一方で一部費用が会社間取引になったこと等で委託費が新たに発生したこと等により、想定＜実績となった。
関西電力送配電	280	検針業務の法人委託化による委託検針費の減少等があったものの、分社化に伴い会社間取引が発生したことによる委託費の増加や1人当たり年間給与水準の差異による給与手当等の増加等により、想定＜実績となった。
中国電力NW	35	スマメ設置進捗に伴う委託検針費の減少等はあったものの、年間給与水準の差異による給料手当等の増加及び数理計算上の差異償却差による退職給与金の増加等により、想定＜実績となった。
四国電力送配電	17	数理計算上の差異償却差による退職給与金の減少等はあったものの、分社化に伴い会社間取引が発生したことによる委託費の増加等により、想定＜実績となった。
九州電力送配電	318	スマメ設置進捗に伴う委託検針費の減少等はあったものの、年間給与水準の差異による給料手当等の増加や分社化により一部費用が会社間取引になり委託費が増加したこと等により、想定＜実績となった。
沖縄電力	32	人数・単価両面で給料手当が増加したことや、システム開発に伴い委託費が増加したこと等により、想定＜実績となった。

(出典)各社提出資料等より事務局作成

② 想定原価と2021年度実績費用の比較（「設備関連費」：乖離要因分析）

- 「設備関連費」の乖離率が+10%以上となった沖縄について、減価償却費の増加が乖離率押し上げの主要因となっている。
- 他方、乖離率が▲10%以上となった5社について、北海道は修繕費の減少、東京・関西・中国・九州は減価償却費の減少が、乖離率押し下げの主要因となっている。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
乖離率 (乖離額(億円))		▲18.0% (▲169)	▲9.2% (▲250)	▲19.0% (▲1,531)	▲6.6% (▲205)	▲5.4% (▲37)	▲17.5% (▲650)	▲11.9% (▲170)	▲7.1% (▲55)	▲13.9% (▲330)	12.9% (34)
寄与度	修繕費	▲10.1%	▲4.8%	▲7.5%	▲5.9%	▲0.8%	▲1.9%	0.8%	▲0.5%	▲3.4%	4.3%
	賃借料	▲0.2%	0.7%	▲2.1%	0.1%	2.2%	▲3.5%	▲1.1%	▲1.7%	0.2%	▲0.2%
	固定資産税	0.6%	0.6%	▲0.9%	▲0.5%	▲0.0%	▲0.7%	0.1%	▲0.5%	0.1%	0.7%
	減価償却費	▲8.7%	▲5.1%	▲7.8%	▲1.0%	▲8.2%	▲11.7%	▲11.7%	▲4.6%	▲10.8%	6.7%
	固定資産除却費	0.3%	▲0.6%	▲0.6%	0.6%	1.4%	0.3%	▲0.0%	0.2%	0.0%	1.4%
	その他※1	0.1%	0.0%	▲0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

乖離率が+10%以上
乖離率が▲10%以上

※1 共有設備費等分担額、共有設備費等分担額(貸方)、建設分担関連費振替額(貸方)。

※2 乖離率が±10%以上のものを色つきでハイライトし、乖離率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。

(出典)各社提出資料より事務局作成

② 想定原価と2021年度実績費用の比較（「設備関連費」：乖離発生理由）

(単位：億円)	乖離額 (実績－想定原価)	主な乖離発生理由の説明
北海道電力NW	▲169	減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲99億円※）や設備補修工事厳選による修繕費の減少等により、想定＞実績となった。
東北電力NW	▲250	一部資産の外部移管による賃借料の発生等はあったものの、減価償却方法変更（▲256億円※）や高圧線張替工事の減少による修繕費の減少等により、想定＞実績となった。
東京電力PG	▲1,531	競争的発注方法の拡大や工事効率の向上等による減価償却費・修繕費等の減少等により、想定＞実績となった。
中部電力PG	▲205	設備スリム化等に伴う固定資産除却費の増加等はあったものの、配電工事の厳選等による修繕費・減価償却費等の減少等により、想定＞実績となった。
北陸電力送配電	▲37	分社化に伴う賃借料の発生等はあったものの、減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲59億円※）等により、想定＞実績となった。
関西電力送配電	▲650	大型の拠点集約型システム工事实施に伴う固定資産除却費の増加等はあったものの、減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲257億円※）等により、想定＞実績となった。
中国電力NW	▲170	設備の高経年化に伴う修繕費の増加等はあったものの、減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲123億円※）等により、想定＞実績となった。
四国電力送配電	▲55	償却の進捗等による減価償却費の減少や分社化に伴う厚生借地借家料の減少等により、想定＞実績となった。
九州電力送配電	▲330	減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲225億円※）、設備更新周期見直し等による修繕費の減少等により、想定＞実績となった。
沖縄電力	34	底堅い需要等に対応した設備拡充・更新対応に伴う減価償却費・修繕費の増加等により、想定＜実績となった。

※ 各社とも、減価償却方法変更年度における影響額を記載。

(出典)各社提出資料等より事務局作成

②想定原価と2021年度実績費用の比較 (「設備関連費」：費用・部門別の乖離要因分析)

- 修繕費の増減は配電分の変動が、減価償却費の増減は送電または配電分の変動が大きく寄与する傾向。
なお、固定資産除却費の増減に対する各部門の寄与度は、各社でばらつきがみられる。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄※3
修繕費	乖離率 (乖離額(億円))	▲22.4% (▲95)	▲11.7% (▲131)	▲26.0% (▲607)	▲14.7% (▲184)	▲2.0% (▲6)	▲6.0% (▲72)	2.1% (11)	▲1.2% (▲4)	▲9.5% (▲82)	13.4% (11)
	寄与度※1										
	送電費	▲4.8%	▲2.0%	▲1.4%	0.2%	▲3.4%	▲3.5%	0.4%	1.8%	▲2.4%	▲0.1%
	変電費	▲4.8%	1.1%	▲2.4%	▲3.3%	▲1.2%	▲3.1%	1.2%	1.4%	▲1.3%	▲0.5%
減価償却費	乖離率 (乖離額(億円))	▲23.9% (▲81)	▲13.8% (▲139)	▲19.3% (▲627)	▲2.4% (▲30)	▲21.5% (▲55)	▲29.6% (▲436)	▲32.2% (▲167)	▲13.2% (▲36)	▲26.8% (▲256)	14.8% (18)
	寄与度※1										
	送電費	▲7.2%	▲3.3%	▲13.6%	▲6.4%	▲8.1%	▲13.6%	▲15.3%	▲4.6%	▲10.5%	1.4%
	変電費	▲3.8%	▲4.2%	▲3.9%	1.6%	▲4.5%	▲6.2%	▲4.8%	▲3.7%	▲5.8%	2.5%
固定資産除却費	乖離率 (乖離額(億円))	6.0% (3)	▲8.9% (▲16)	▲6.7% (▲45)	9.8% (17)	20.2% (10)	5.9% (12)	▲0.1% (▲0)	2.5% (1)	0.2% (0)	28.8% (4)
	寄与度※1										
	送電費	▲3.1%	▲17.1%	▲10.4%	15.2%	5.4%	4.1%	3.1%	27.2%	▲0.3%	0.3%
	変電費	4.0%	▲1.6%	▲10.3%	▲7.4%	10.2%	▲7.5%	▲10.0%	1.9%	3.1%	34.9%
固定資産除却費	配電費	9.5%	6.1%	10.5%	6.9%	7.2%	11.7%	8.0%	▲23.2%	▲7.0%	▲4.6%

乖離率が+10%以上

乖離率が▲10%以上

※1 送電費、変電費、配電費の他に、水力発電費、火力発電費、新エネ等発電費、一般管理費がある。
 ※2 乖離率が±10%以上のものを色つきでハイライトし、乖離率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。
 ※3 沖縄電力の減価償却費のプラスの乖離率について、寄与度が最も大きい費用は一般管理費(+5.5%)。

(出典)各社提出資料より事務局作成

1. 法令に基づく事後評価について

2. **2021年度託送収支に係る分析について**

(1) 前提となる需要の経年変化

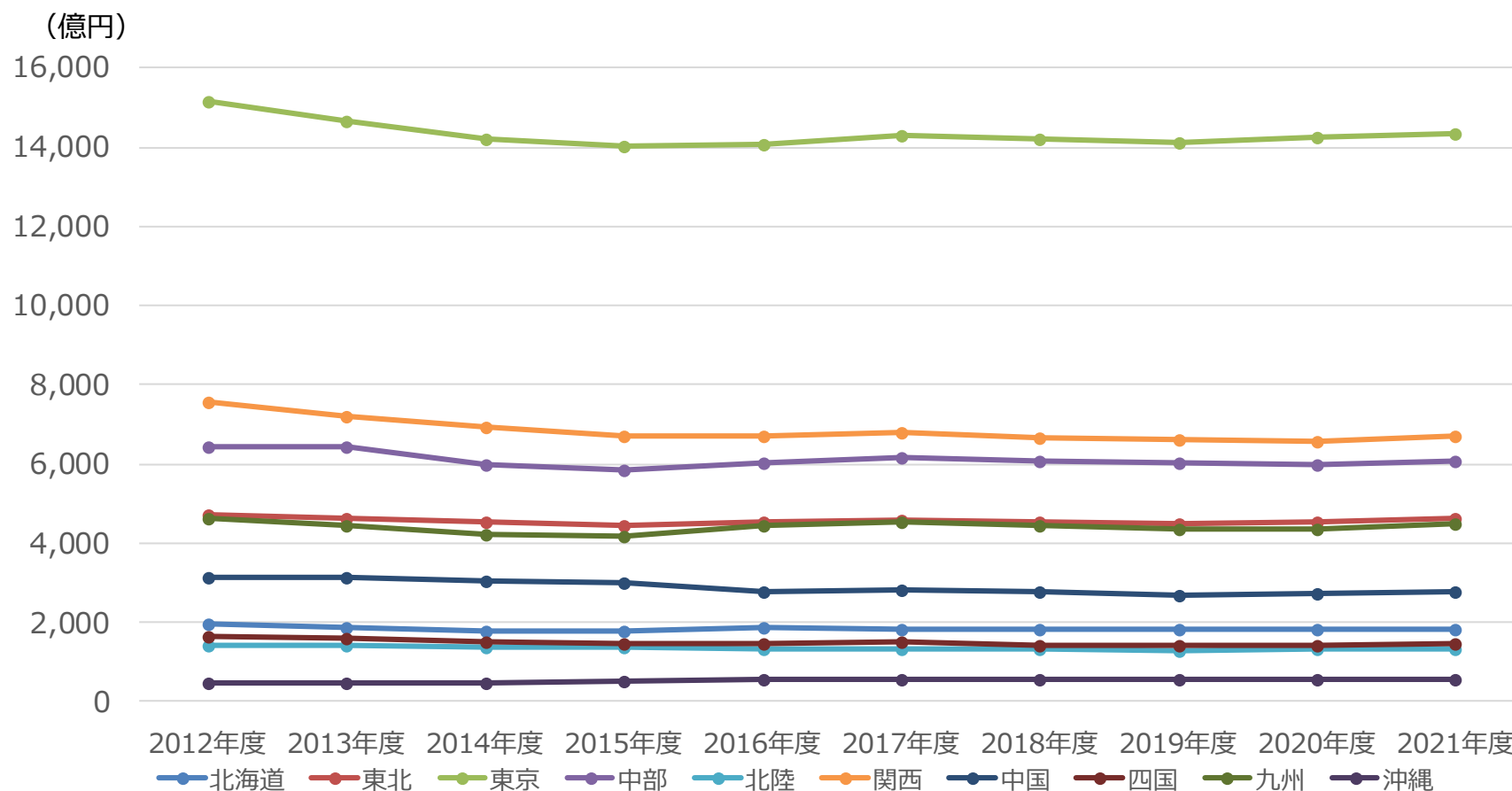
(2) 想定原価と実績費用等の比較

(3) 実績費用等の経年変化

(4) 実績単価の経年変化

①過去10年間の実績収入の推移

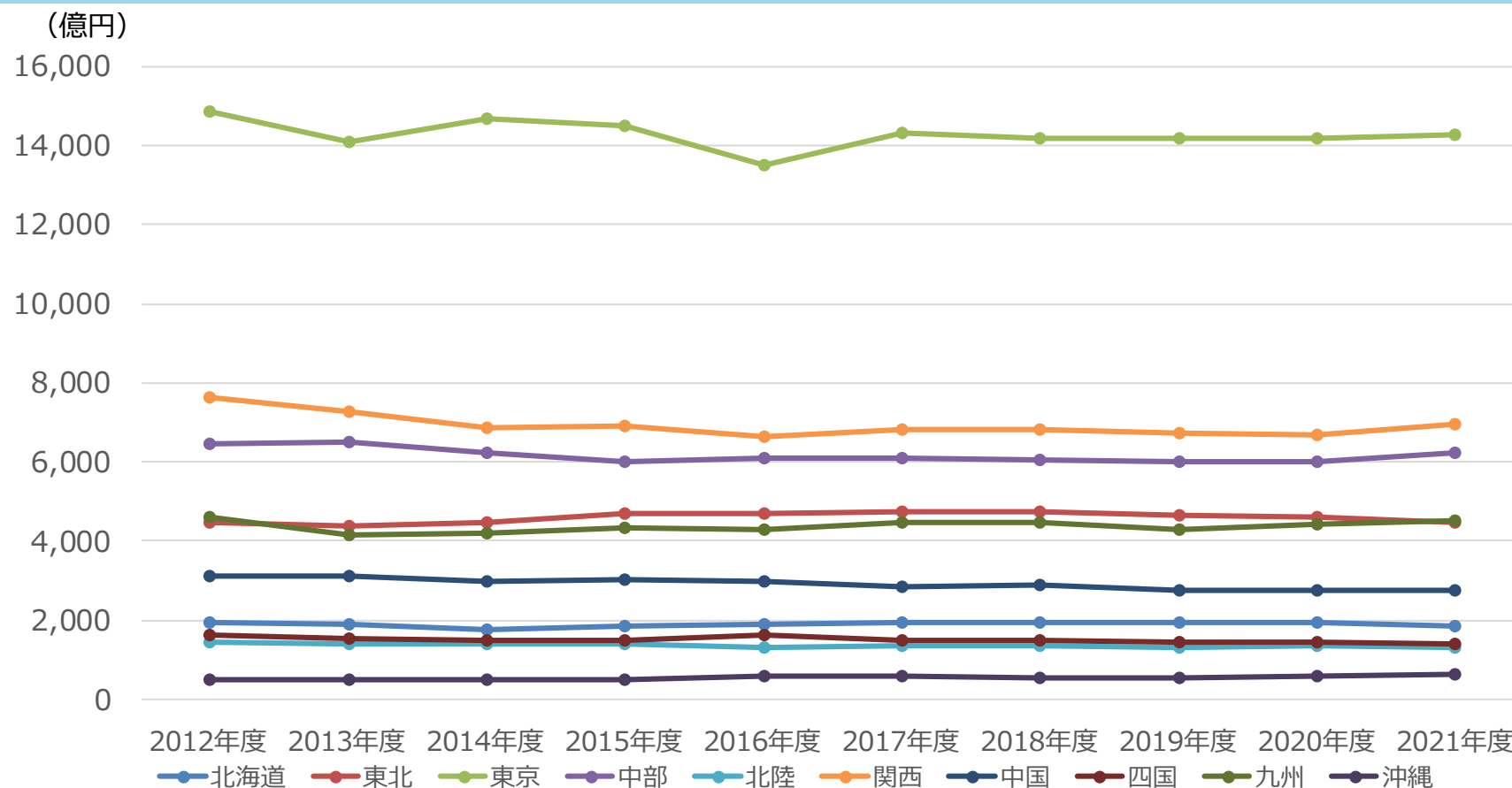
- 実績収入の水準は、人口減少や省エネ進展等の需要減少により、10年前に比べて総じて低下している。一方、直近2年程度は、コロナ禍影響もあり底離れする傾向にある。
- 沖縄においては、需要が緩やかに増加する中、実績収入も増加傾向が続いている。



※2016年度制度変更に伴う影響に留意する必要がある。
(出典)各社提出資料より事務局作成

②過去10年間の実績費用の推移

- 実績費用の水準は、需要減少を受けた必要経費の減少やコスト効率化等により、10年前に比べて総じて低下しているが、1～2年ごとに増減の方向性が入れ替わってきた事業者も多いなど、年度ごとの費用は各社別の費用発生要因に影響を受けやすいと推察される。
- 沖縄においては、実績収入と同様に、増加傾向が続いている。



※2016年度制度変更に伴う影響に留意する必要がある。

(出典)各社提出資料より事務局作成

③直近3年間の実績費用の推移

- 北海道・東北・四国は2年連続で減少、中部・九州・沖縄は2年連続で増加した。また、東京・関西・中国は増加に転じ、北陸は減少に転じた。

(単位：億円)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
実績費用	2019年度	1,953	4,650	14,197	5,981	1,311	6,719	2,743	1,437	4,303	548	
	2020年度 (前年比)	1,928 (▲1.3%)	4,585 (▲1.4%)	14,177 (▲0.1%)	5,989 (0.1%)	1,335 (1.9%)	6,689 (▲0.5%)	2,731 (▲0.4%)	1,432 (▲0.4%)	4,436 (3.1%)	578 (5.3%)	
	2021年度 (前年比)	1,862 (▲3.4%)	4,463 (▲2.6%)	14,273 (0.7%)	6,233 (4.1%)	1,311 (▲1.8%)	6,948 (3.9%)	2,737 (0.2%)	1,409 (▲1.6%)	4,525 (2.0%)	609 (5.3%)	
人件費・委託費等	2019年度	537	1,060	2,847	1,690	347	1,679	833	361	1,168	143	
	2020年度 (前年比)	436 (▲18.8%)	1,030 (▲2.9%)	2,749 (▲3.4%)	1,581 (▲6.4%)	364 (5.0%)	1,634 (▲2.7%)	758 (▲9.1%)	388 (7.6%)	1,375 (17.8%)	149 (4.3%)	
	2021年度 (前年比)	435 (▲0.4%)	972 (▲5.6%)	2,612 (▲5.0%)	1,549 (▲2.1%)	317 (▲12.8%)	1,652 (1.1%)	724 (▲4.5%)	343 (▲11.5%)	1,312 (▲4.6%)	150 (0.7%)	
設備関連費	全体	2019年度	858	2,726	6,397	2,808	620	2,993	1,233	723	2,027	273
		2020年度 (前年比)	785 (▲8.6%)	2,742 (0.6%)	6,276 (▲1.9%)	2,811 (0.1%)	644 (3.9%)	3,051 (1.9%)	1,268 (2.9%)	723 (0.1%)	1,974 (▲2.6%)	272 (▲0.2%)
		2021年度 (前年比)	768 (▲2.1%)	2,461 (▲10.2%)	6,539 (4.2%)	2,916 (3.7%)	639 (▲0.7%)	3,073 (0.7%)	1,254 (▲1.1%)	716 (▲1.0%)	2,044 (3.5%)	296 (8.7%)
	修繕費	2019年度	385	975	1,573	1,015	290	1,081	512	328	643	97
		2020年度 (前年比)	331 (▲14.2%)	991 (1.7%)	1,589 (1.0%)	1,026 (1.1%)	281 (▲2.9%)	1,104 (2.1%)	537 (5.0%)	327 (▲0.4%)	777 (20.8%)	94 (▲3.3%)
		2021年度 (前年比)	327 (▲1.0%)	987 (▲0.4%)	1,724 (8.5%)	1,069 (4.3%)	278 (▲1.1%)	1,124 (1.8%)	553 (3.0%)	320 (▲2.2%)	775 (▲0.4%)	96 (2.8%)

(出典)各社提出資料より事務局作成

④2021年度実績費用の前年比較（費用全体：増減要因分析）

- 実績費用が前年を上回った6社について、東京・沖縄は「設備関連費」の増加が、中部・関西・中国・九州は「その他」の増加※が、増減率押し上げの主要因となっている。
※中部、関西、中国は他社購入電源費の増加、九州は諸費の増加が主要因
- 他方、実績費用が前年を下回った4社について、北陸・四国は「人件費・委託費等」の減少、東北は「設備関連費」の減少、北海道は「その他」の減少※が、増減率押し下げの主要因となっている。
※他社購入電源費の減少が主要因

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
増減率 (増減額(億円))	▲3.4% (▲66)	▲2.6% (▲121)	0.7% (96)	4.1% (244)	▲1.8% (▲24)	3.9% (259)	0.2% (6)	▲1.6% (▲22)	2.0% (90)	5.3% (31)
人件費・委託費等※2	▲0.1%	▲1.3%	▲1.0%	▲0.5%	▲3.5%	0.3%	▲1.3%	▲3.1%	▲1.4%	0.2%
設備関連費※3	▲0.9%	▲6.1%	1.9%	1.7%	▲0.3%	0.3%	▲0.5%	▲0.5%	1.6%	4.1%
廃炉等負担金	-	-	▲0.9%	-	-	-	-	-	-	-
その他※4	▲2.5%	4.7%	0.7%	2.9%	2.0%	3.3%	2.0%	2.1%	1.9%	1.1%

※1 一過性の費用である特別損失は含まない。また、乖離率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。

※2 役員給与、給料手当、給料手当振替額（貸方）、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費、雑給、委託費。

※3 修繕費、賃借料、固定資産税、減価償却費、固定資産除却費、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額（貸方）、建設分担関連費振替額（貸方）。

※4 諸費、託送料、電源開発促進税、他社購入電源費、電気事業報酬等。

(出典) 各社提出資料より事務局作成

④2021年度実績費用の前年比較（主要費目：増減額、増減率）

- 費用のうち、「人件費・委託費等」について、関西・沖縄を除く8社において前年を下回ったが、そのうち東北・東京・北陸・四国の4社は増減率が▲5%以上となった。
- 「設備関連費」について、北海道・東北・北陸・中国・四国の5社において前年を下回ったが、そのうち東北は増減率が▲5%以上となった。他方、沖縄については、増減率が+5%以上となった。

(単位：億円)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
合計	2020年度	1,928	4,585	14,177	5,989	1,335	6,689	2,731	1,432	4,436	578
	2021年度 (増減率)	1,862 (▲3.4%)	4,463 (▲2.6%)	14,273 (0.7%)	6,233 (4.1%)	1,311 (▲1.8%)	6,948 (3.9%)	2,737 (0.2%)	1,409 (▲1.6%)	4,525 (2.0%)	609 (5.3%)
人件費・ 委託費等	2020年度	436	1,030	2,749	1,581	364	1,634	758	388	1,375	149
	2021年度 (増減率)	435 (▲0.4%)	972 (▲5.6%)	2,612 (▲5.0%)	1,549 (▲2.1%)	317 (▲12.8%)	1,652 (1.1%)	724 (▲4.5%)	343 (▲11.5%)	1,312 (▲4.6%)	150 (0.7%)
設備 関連費	2020年度	785	2,742	6,276	2,811	644	3,051	1,268	723	1,974	272
	2021年度 (増減率)	768 (▲2.1%)	2,461 (▲10.2%)	6,539 (4.2%)	2,916 (3.7%)	639 (▲0.7%)	3,073 (0.7%)	1,254 (▲1.1%)	716 (▲1.0%)	2,044 (3.5%)	296 (8.7%)

増減率が+5%以上

増減率が▲5%以上

※増減率が±5%以上のものを色つきでハイライト。

(出典)各社提出資料より事務局作成

④2021年度実績費用の前年比較（費用全体：増減発生理由）

(単位：％、(億円))	増減率	主な増減理由の説明
	(増減額)	
北海道電力NW	▲3.4% (▲66)	電源Ⅰ'公募の落札価格低下等を受けたアンシラリーサービス費の減少等により、前年から減少した。
東北電力NW	▲2.6% (▲121)	他社購入電源費等が増加したものの、減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲256億円）等により、前年から減少した。
東京電力PG	0.7% (96)	前年度に発生したインバランス関係の貸倒損の反動減等はあったものの、予備力・調整力費用の増加や賠償負担金相当金等の計上額が半期分から通期分になったこと等により、前年から増加した。
中部電力PG	4.1% (244)	燃料価格高騰等による調整力費用の増加や飛騨信濃周波数変換設備の運用開始に伴う減価償却費の増加等により、前年から増加した。
北陸電力送配電	▲1.8% (▲24)	収支改善により法人税等が増加したものの、システムの無形固定資産化による委託費の減少や年金資産運用の好転による退職給与金の減少等により、前年から減少した。
関西電力送配電	3.9% (259)	前年度に発生したインバランス関係の貸倒損の反動減等はあったものの、燃料価格高騰等による調整力費用の大幅な増加等により、前年から増加した。
中国電力NW	0.2% (6)	地役権の償却が完了したことによる減価償却費の減少等はあったものの、調整力単価上昇に伴う他社購入電源費の増加や小売電気事業者の破産等に伴う貸倒損の計上等により、前年から増加した。
四国電力送配電	▲1.6% (▲22)	賠償負担金相当金等の計上額が半期分から通期分になったこと等はあったものの、数理計算上の差異償却差による退職給与金の減少等により、前年から減少した。
九州電力送配電	2.0% (90)	数理計算上の差異償却差による退職給与金の減少等はあったものの、システム開発投資による減価償却費の発生や、工事量増加に伴う固定資産除却費の増加等により、前年から増加した。
沖縄電力	5.3% (31)	燃料費調整制度の影響で離島電灯電力料の増加※等はあったものの、燃料価格の上昇等による離島供給に係る燃料費の増加や設備投資増加に伴う減価償却費の増加等により、前年から増加した。

※控除項目であり、その増加は費用の減少に寄与する。

(出典)各社提出資料等より事務局作成

④2021年度実績費用の前年比較（「人件費・委託費等」：乖離要因分析）

- 「人件費・委託費等」の増減率が▲5%以上となった4社について、東北・四国は退職給与金の減少、東京は委託検針費の減少、北陸は委託費の減少が、増減率押し下げの主要因となっている。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
増減率 (増減額(億円))	▲0.4% (▲2)	▲5.6% (▲58)	▲5.0% (▲137)	▲2.1% (▲32)	▲12.8% (▲47)	1.1% (17)	▲4.5% (▲34)	▲11.5% (▲45)	▲4.6% (▲63)	0.7% (1)
寄与度	役員給与	0.0%	▲0.0%	0.0%	▲0.0%	0.0%	0.0%	-	0.0%	▲0.0%
	給料手当	0.1%	▲1.0%	▲1.2%	▲1.3%	0.4%	▲0.3%	▲0.7%	▲1.4%	▲0.4%
	給料手当振替額 (貸方)	0.1%	▲0.0%	▲0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	▲0.2%
	退職給与金	▲2.4%	▲4.2%	0.4%	▲1.5%	▲5.3%	▲0.1%	▲3.2%	▲8.2%	▲2.7%
	厚生費	▲0.0%	0.2%	▲0.0%	▲0.1%	▲0.3%	▲0.2%	▲0.4%	0.0%	0.2%
	委託検針費	-	▲0.3%	▲4.2%	▲0.4%	▲0.4%	-	▲0.4%	▲0.3%	▲0.4%
	委託集金費	-	▲0.0%	▲1.7%	-	-	-	▲0.0%	-	▲0.0%
	雑給	0.1%	▲0.5%	▲0.0%	0.0%	0.3%	0.0%	0.2%	0.0%	0.1%
	委託費	1.7%	0.3%	1.7%	1.2%	▲7.6%	1.5%	▲0.1%	▲1.6%	▲1.3%

※増減率が±5%以上のものを色つきでハイライトし、増減率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。

(出典)各社提出資料より事務局作成

増減率が+5%以上

増減率が▲5%以上

④2021年度実績費用の前年比較（「人件費・委託費等」：増減発生理由）

(単位：％、(億円))	増減率 (増減額)	主な増減理由の説明
北海道電力NW	▲0.4% (▲2)	数理計算上の差異償却差による退職給与金の減少等により、前年から減少した。
東北電力NW	▲5.6% (▲58)	数理計算上の差異償却差による退職給与金の減少や要員効率化に伴う給料手当の減少等により、前年から減少した。
東京電力PG	▲5.0% (▲137)	委託費の増加等はあったものの、スマメ設置完了に伴い委託検針費等が計上されなくなったことや業務効率化等による人員数の減少等で給料手当が減少したこと等により、前年から減少した。
中部電力PG	▲2.1% (▲32)	委託費の増加等はあったものの、年金資産の運用好転による退職給与金の減少、給料手当の減少等により、前年から減少した。
北陸電力送配電	▲12.8% (▲47)	システムの無形固定資産化による委託費の減少や年金資産運用の好転による退職給与金の減少等により、前年から減少した。
関西電力送配電	1.1% (17)	給料手当・厚生費等の減少はあったものの、事業運営に関する調査委託等に伴う委託費の増加等により、前年から増加した。
中国電力NW	▲4.5% (▲34)	数理計算上の差異償却差による退職給与金の減少等により、前年から減少した。
四国電力送配電	▲11.5% (▲45)	数理計算上の差異償却差による退職給与金の減少等により、前年から減少した。
九州電力送配電	▲4.6% (▲63)	数理計算上の差異償却差による退職給与金の減少、委託費の減少等により、前年から減少した。
沖縄電力	0.7% (1)	退職給与金の減少等はあったものの、平均勤続年数の長期化に伴う給料手当の増加やシステム保守に伴う委託費の増加等により、前年から増加した。

(出典)各社提出資料等より事務局作成

④2021年度実績費用の前年比較（「設備関連費」：乖離要因分析）

- 「設備関連費」の増減率が+ 5 %以上となった沖縄について、減価償却費の増加が増減率押し上げの主要因となっている。
- 他方、増減率が▲ 5 %以上となった東北について、減価償却費の減少が増減率押し下げの主要因となっている。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
増減率 (増減額(億円))		▲2.1%	▲10.2%	4.2%	3.7%	▲0.7%	0.7%	▲1.1%	▲1.0%	3.5%	8.7%
		(▲17)	(▲281)	(263)	(104)	(▲5)	(22)	(▲14)	(▲7)	(70)	(24)
寄与度	修繕費	▲0.4%	▲0.2%	2.2%	1.6%	▲0.5%	0.7%	1.3%	▲1.0%	▲0.1%	1.0%
	賃借料	0.3%	0.1%	0.1%	0.1%	▲0.1%	▲0.1%	▲0.0%	▲0.1%	▲0.0%	0.4%
	固定資産税	▲0.0%	0.1%	▲0.1%	▲0.1%	0.1%	▲0.1%	0.0%	▲0.1%	0.1%	0.2%
	減価償却費	▲2.0%	▲9.8%	0.4%	1.5%	▲0.4%	▲0.0%	▲3.7%	▲0.2%	1.9%	5.7%
	固定資産除却費	0.1%	▲0.5%	1.6%	0.6%	0.2%	0.3%	1.4%	0.4%	1.7%	1.4%
	その他※1	-	0.0%	▲0.0%	0.1%	0.0%	▲0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	▲0.0%

※ 1 共有設備費等分担額、共有設備費等分担額(貸方)、建設分担関連費振替額(貸方)。

※ 2 増減率が± 5 %以上のものを色つきでハイライトし、増減率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。

(出典)各社提出資料より事務局作成

乖離率が+ 5 %以上

乖離率が▲ 5 %以上

④2021年度実績費用の前年比較（「設備関連費」：増減理由説明）

(単位：％、(億円))	増減率	主な増減理由の説明
	(増減額)	
北海道電力NW	▲2.1% (▲17)	一部資産について償却限度額に到達し減価償却費が減少したこと等により、前年から減少した。
東北電力NW	▲10.2% (▲281)	減価償却方法変更による減価償却費の減少（▲256億円）等により、前年から減少した。
東京電力PG	4.2% (263)	業務システムの入替や八丈島地熱発電設備の除却に伴う固定資産除却費の増加、PCB変圧器計画取替数量の増加による修繕費の増加等により、前年から増加した。
中部電力PG	3.7% (104)	飛騨信濃周波数変換設備の運用開始に伴う減価償却費の増加やPCB処理に係る前年度の修繕費マイナス計上（一過性）の影響等により、前年から増加した。
北陸電力送配電	▲0.7% (▲5)	固定資産除却費の増加等はあったものの、設備状況等を踏まえた計画見直し等による修繕費の減少等により、前年から減少した。
関西電力送配電	0.7% (22)	賃借料の減少等はあったものの、PCB処理費用の引当に係る修繕費の増加等により、前年から増加した。
中国電力NW	▲1.1% (▲14)	規模の大きな除却工事に伴う固定資産除却費の発生等はあったものの、地役権の償却が完了したことによる減価償却費の減少等により、前年から減少した。
四国電力送配電	▲1.0% (▲7)	規模の大きな除却工事に伴う固定資産除却費の増加等はあったものの、配電部門における修繕費の減少等により、前年から減少した。
九州電力送配電	3.5% (70)	システム開発投資による減価償却費の発生や、工事量増加に伴う固定資産除却費の増加等により、前年から増加した。
沖縄電力	8.7% (24)	設備拡充投資増加に伴う減価償却費の増加等により、前年から増加した。

(出典)各社提出資料等より事務局作成

④2021年度実績費用の前年比較 (「設備関連費」：費用・部門別の乖離要因分析)

- 修繕費の増減は配電分の変動が、固定資産除却費の増減は送電分の変動が大きく寄与する傾向。なお、減価償却費の増減に対する各部門の寄与度は、各社ではばらつきがみられる。

		北海道	東北※3	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州※4	沖縄※5
修繕費	増減率 (増減額(億円))	▲1.0% (▲3)	▲0.4% (▲4)	8.5% (136)	4.3% (44)	▲1.1% (▲3)	1.8% (20)	3.0% (16)	▲2.2% (▲7)	▲0.4% (▲3)	2.8% (3)
	寄与度※1										
	送電費	1.5%	0.6%	1.5%	0.5%	▲0.9%	0.1%	0.7%	0.3%	▲0.3%	0.3%
	変電費	0.5%	1.0%	2.5%	3.8%	▲1.0%	1.5%	▲0.2%	0.3%	▲0.6%	▲0.3%
	配電費	▲2.9%	▲1.7%	4.4%	0.2%	0.7%	0.2%	2.5%	▲2.9%	0.7%	2.2%
減価償却費	増減率 (増減額(億円))	▲5.8% (▲16)	▲23.6% (▲269)	1.0% (27)	3.5% (42)	▲1.3% (▲3)	▲0.1% (▲1)	▲11.8% (▲47)	▲0.7% (▲2)	5.8% (38)	12.8% (16)
	寄与度※1										
	送電費	▲3.0%	▲6.6%	▲1.1%	▲0.5%	▲0.4%	▲1.7%	▲9.3%	▲0.5%	0.9%	1.3%
	変電費	▲1.2%	▲5.1%	1.2%	2.4%	▲1.6%	▲0.4%	▲1.2%	0.1%	0.6%	2.3%
	配電費	▲0.4%	▲8.5%	0.6%	1.1%	0.8%	0.9%	▲0.0%	▲0.5%	1.3%	0.5%
固定資産除却費	増減率 (増減額(億円))	0.8% (0)	▲7.4% (▲13)	18.9% (100)	9.9% (17)	2.0% (1)	3.8% (8)	17.3% (17)	5.6% (3)	26.3% (33)	29.6% (4)
	寄与度※1										
	送電費	4.2%	2.7%	9.6%	14.1%	3.5%	7.9%	10.3%	7.3%	14.2%	19.6%
	変電費	0.1%	▲0.6%	▲0.5%	▲5.0%	▲3.6%	▲4.7%	▲0.1%	4.4%	8.8%	21.5%
	配電費	▲2.7%	3.5%	3.9%	0.9%	1.8%	8.6%	9.4%	▲8.1%	▲1.4%	2.0%

※1 送電費、変電費、配電費の他に、水力発電費、火力発電費、新エネ等発電費、一般管理費がある。

※2 増減率が±5%以上のものを色つきでハイライトし、増減率に対して寄与度が最も大きいものを色つき・太字で強調。

※3 東北電力ネットワークの固定資産除却費のマイナスの増減率について、寄与度が最も大きい費用は一般管理費(▲14.3%)。

※4 九州電力送配電の減価償却費のプラスの増減率について、寄与度が最も大きい費用は一般管理費(+2.8%)。

※5 沖縄電力の減価償却費のプラスの増減率について、寄与度が最も大きい費用は火力発電費(+5.2%)。

(出典)各社提出資料より事務局作成

増減率が+5%以上

増減率が▲5%以上

1. 法令に基づく事後評価について

2. 2021年度託送収支に係る分析について

(1) 前提となる需要の経年変化

(2) 想定原価と実績費用等の比較

(3) 実績費用等の経年変化

(4) 実績単価の経年変化

①想定単価及び直近3年間の実績単価の推移

- いずれの事業者においても、実績単価は想定単価を上回っている。
- 実績単価の推移をみると、中部・関西・沖縄は2年連続で上昇している一方、東北は2年連続で低下している。残る6社は2021年度に低下に転じた。

(単位：円/kWh)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国平均
想定単価※1		5.98	5.74	5.02	4.73	4.58	4.76	4.68	5.43	5.26	6.87	5.31
実績単価※2	2019年度	6.61	6.04	5.25	4.70	4.76	4.95	4.77	5.66	5.26	7.02	5.50
	2020年度	6.74	5.97	5.30	4.83	4.92	5.05	4.87	5.68	5.48	7.44	5.63
	<前年差>	<0.13>	<▲0.07>	<0.05>	<0.13>	<0.16>	<0.10>	<0.09>	<0.02>	<0.23>	<0.42>	<0.13>
	(前年比)	(1.9%)	(▲1.1%)	(1.0%)	(2.8%)	(3.4%)	(2.1%)	(2.0%)	(0.3%)	(4.3%)	(6.0%)	(2.3%)
	2021年度	6.49	5.65	5.28	4.88	4.66	5.13	4.77	5.51	5.45	7.74	5.56
	<前年差>	<▲0.25>	<▲0.32>	<▲0.02>	<0.06>	<▲0.26>	<0.07>	<▲0.10>	<▲0.17>	<▲0.04>	<0.30>	<▲0.07>
	(前年比)	(▲3.7%)	(▲5.4%)	(▲0.4%)	(1.2%)	(▲5.3%)	(1.5%)	(▲2.0%)	(▲3.0%)	(▲0.7%)	(4.0%)	(▲1.3%)
2021年度 実績需要量 (kWh)の前年比		0.3%	2.9%	1.1%	2.9%	3.8%	2.4%	2.2%	1.3%	2.7%	1.2%	-

※1 2019～2021年度における送配電関連原価の合計額を、同期間の送配電関連需要の想定量で除して算定。

※2 2019～2021年度の実績費用（補正前）の合計額を、同期間の需要の実績量（補正前）の合計で除して算定（年度ごと）。

(出典)各社公表資料、提出資料より事務局作成

②2021年度実績単価の前年比較

- 「人件費・委託費等」の実績単価は、全10社において、前年度から低下。特に、北陸・四国については▲10%以上の低下幅となった。
- 「設備関連費」の実績単価は、東京・中部・九州・沖縄の4社で上昇し、残る6社で低下した。特に、東北については▲10%以上の低下幅となった。

(単位：円/kWh)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
人件費・委託費等	2020年度	1.52	1.34	1.03	1.27	1.34	1.23	1.35	1.54	1.70	1.92
	2021年度	1.51	1.23	0.97	1.21	1.13	1.22	1.26	1.34	1.58	1.91
	<前年差> (前年比)	▲0.01 (▲0.7%)	▲0.11 (▲8.2%)	▲0.06 (▲6.1%)	▲0.06 (▲4.8%)	▲0.21 (▲16.0%)	▲0.02 (▲1.3%)	▲0.09 (▲6.6%)	▲0.20 (▲12.7%)	▲0.12 (▲7.1%)	▲0.01 (▲0.5%)
設備関連費	2020年度	2.74	3.57	2.35	2.27	2.37	2.30	2.26	2.87	2.44	3.51
	2021年度	2.68	3.12	2.42	2.28	2.27	2.27	2.19	2.80	2.46	3.77
	<前年差> (前年比)	▲0.07 (▲2.4%)	▲0.46 (▲12.7%)	0.07 (3.0%)	0.02 (0.8%)	▲0.10 (▲4.3%)	▲0.04 (▲1.6%)	▲0.07 (▲3.3%)	▲0.07 (▲2.3%)	0.02 (0.8%)	0.26 (7.4%)

※2019～2021年度の実績費用（補正前）の合計額を、同期間の需要の実績量（補正前）の合計で除して算定。
(出典)各社提出資料より事務局作成