

託送料金における 今後の単価改定と事後調整について

第46回 料金制度専門会合
事務局提出資料

2023年7月18日



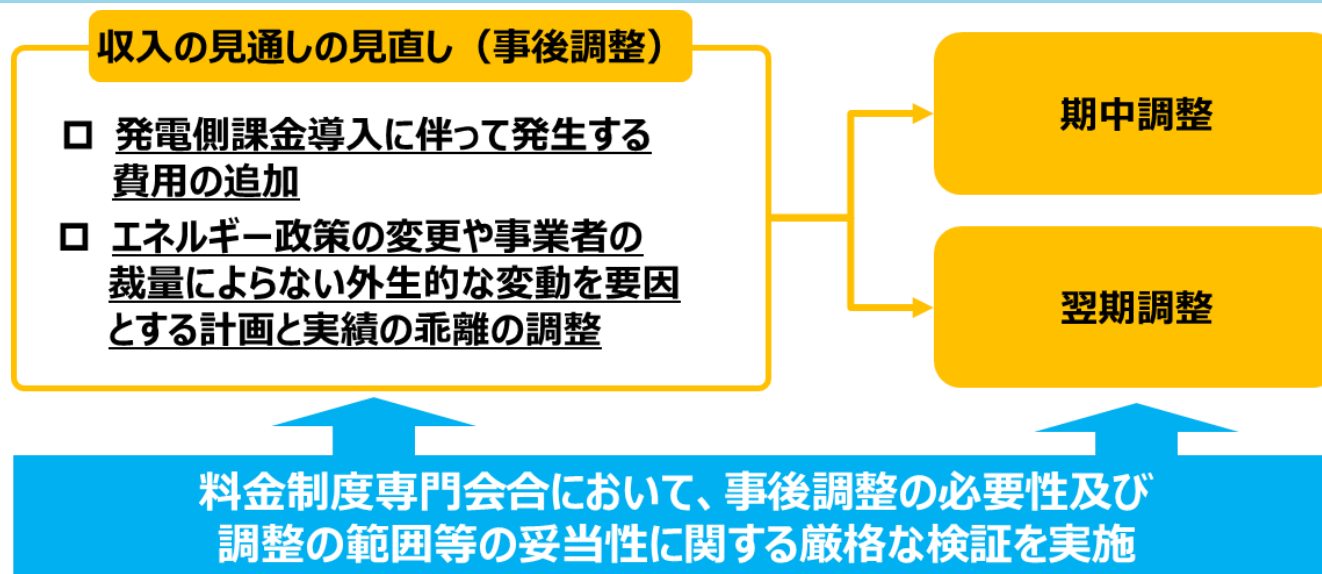
託送料金単価の改定について

- 2023年4月より導入された新たな託送料金制度（以下「レベニューキャップ制度」という。）においては、5年間の規制期間を設けており、当該期間において、一般送配電事業者は、策定した事業計画に基づき、必要な投資の確保とコスト効率化を両立させ、再エネ主力電源化やレジリエンス強化等を図ることとしている。
- そうした中、託送料金制度において、系統を効率的に利用するとともに、再エネ導入拡大に向けた系統増強を効率的かつ確実にを行うため、小売電気事業者を通じた需要側託送料金による需要家負担だけでなく系統利用者である発電事業者の一部の負担を求め、より公平な費用負担とするものとして「発電側課金」の導入に関する検討が行われてきた。
- 本検討を経て、本年2月に資源エネルギー庁が公表した「今後の電力政策の方向性について 中間とりまとめ」において、「関係審議会において検討を進め、2024年度に導入することとする」と整理されている。
- このため、2024年度からの発電側課金の導入に向けて、今後、必要な省令改正を行う予定。これを踏まえて、各一般送配電事業者の託送料金単価の改定※が行われることとなる。

※加えて、発電側課金の導入に伴って発生すると想定される費用が、各社の「収入の見通し」に織り込まれて事後調整の申請がされた場合には、当該費用について別途の検証が必要ではないか。

収入の見通しの事後調整について

- また、レベニューキャップ制度では、期初において各社の事業計画を基に設定した「収入の見通し」と規制期間における費用実績との乖離額について、エネルギー政策の変更や、一般送配電事業者の裁量によらない外生的な費用の変動を要因とする場合、省令上、事後調整（規制期間中における収入の見通しの調整（期中調整）、翌規制期間における収入の見通しの調整（翌期調整））の仕組みが設けられているが、事後調整にあたっては、実施の必要性及び調整の範囲等の妥当性も含め、厳格な検証を行う必要がある。
- このため、本日の専門会合では、発電側課金に加え、第1規制期間における収入の見通しの調整及び託送料金の変更に関連する可能性のある事象の一部を提示した上で、今後の調整方針などについて御意見をいただきたい。



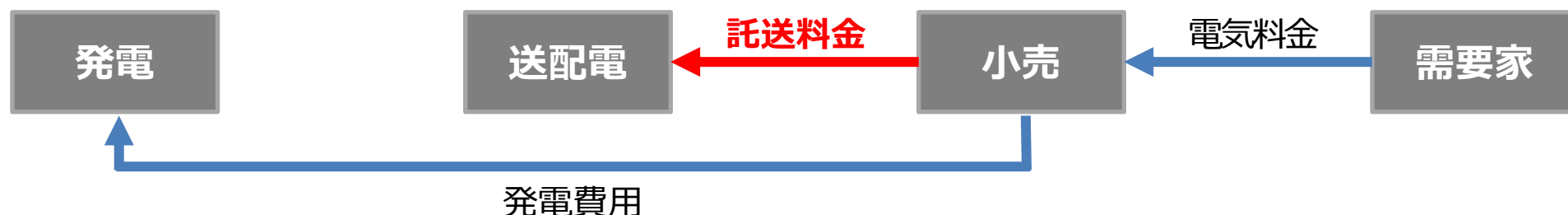
【参考】発電側課金の概要

「発電側課金の導入について 中間とりまとめ」概要
(2023年4月)

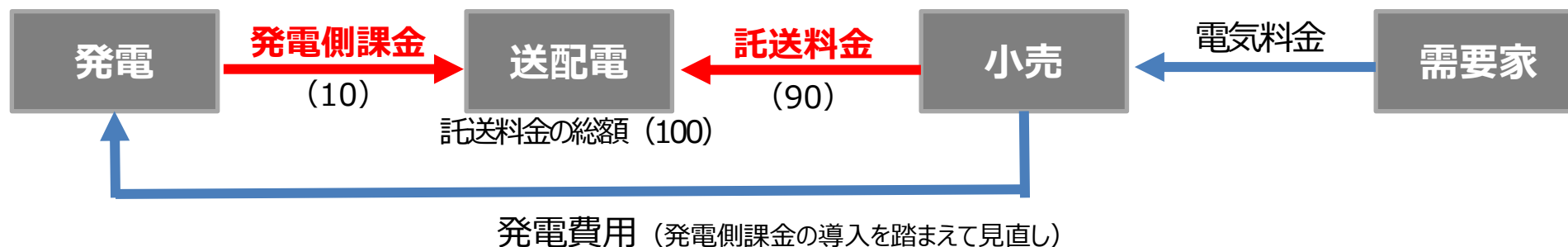
- 発電側課金は、系統を効率的に利用するとともに、再エネ導入拡大に向けた系統増強を効率的かつ確実に行うため、現在、小売事業者が全て負担している送配電設備の維持・拡充に必要な費用について、需要家とともに系統利用者である発電事業者の一部の負担を求め、より公平な費用負担とするもの。

< 現行の託送料金制度 >

小売事業者（需要側）に100%課金



< 発電側課金の導入後（イメージ） >



【参考】発電側課金に関する資源エネルギー庁の審議会における整理

「今後の電力政策の方向性について 中間とりまとめ」
(2023年2月) (一部太字下線)

3) 発電側課金の円滑な導入

再エネの導入拡大に伴い、導入が進む地域ほど系統の整備や調整力の確保に要する費用負担が重くなるなど、地域的な負担の偏りが顕在化しつつある。こうした中で、再エネ導入拡大の便益は特定の事業者やエリアに限られず、全国に及ぶことを踏まえた費用回収の在り方について、議論を行っている。

発電側課金は、その負担が適切に需要家に転嫁される場合、課金相当額を受電地域の需要家が負担することにより、再エネの大量導入に伴う費用を地域間で公平に負担する効果が期待される。また、再エネの導入が特定地域に集中しがちな現状を鑑みれば、発電側課金の有する立地誘導効果も見込まれる。加えて、発電側課金の導入は、既設再エネの有効活用（リパワリング等による稼働率向上）を促す効果もある。

一方で、発電側に新たな負担を求める発電側課金の円滑な導入に向けては、再エネの最大限の導入を妨げないよう、F I T電源等の取扱いを慎重に検討する必要がある。事業者等の予見性の確保のため、既認定F I T/F I Pを対象とした上で調整を行う場合には、本制度の政策目的の一つである立地誘導効果は限定的である一方で、再エネ賦課金の上昇により国民負担が増加する懸念がある。また、こうした調整措置の導入にかかる事業者負担にも配慮が必要である。他方で、再エネの大量導入により供給エリアを越えた再エネ電気の取引増加も見込まれる中、需要家とともに系統利用者である発電事業者にも負担を促す発電側課金については、その制度趣旨を踏まえつつ、将来像を見据えて早期に導入することも求められている。

このため、既認定F I T/F I P（※発電側課金の導入年度の前年度の入札で落札した場合を含む。）については、調達期間等が終了してから発電側課金の対象とし、新規F I T/F I Pについては、調達価格等の算定において考慮する。非F I T/F I Pについては、事業者の創意工夫（相対契約等）の促進及び円滑な転嫁の徹底を行うこととして、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会において、発電側課金の円滑な導入に向けた取組・検討を進めていくこととされた。

また、今後、調整力として重要性を増す揚水発電や蓄電池等については、揚水発電・蓄電池の電力は、再エネなど別の電源で発電した電力量を活用・蓄電し、必要時に発電・放電することで需要家に届いているが、①再エネなど別の電源での発電した際、②揚水発電・蓄電池による発電した際に、①と②に発電側課金を課すこととなり、再エネなど別の電源と揚水発電・蓄電池の合計での発電側課金による費用負担が他の電源と比べて大きくなる可能性がある。

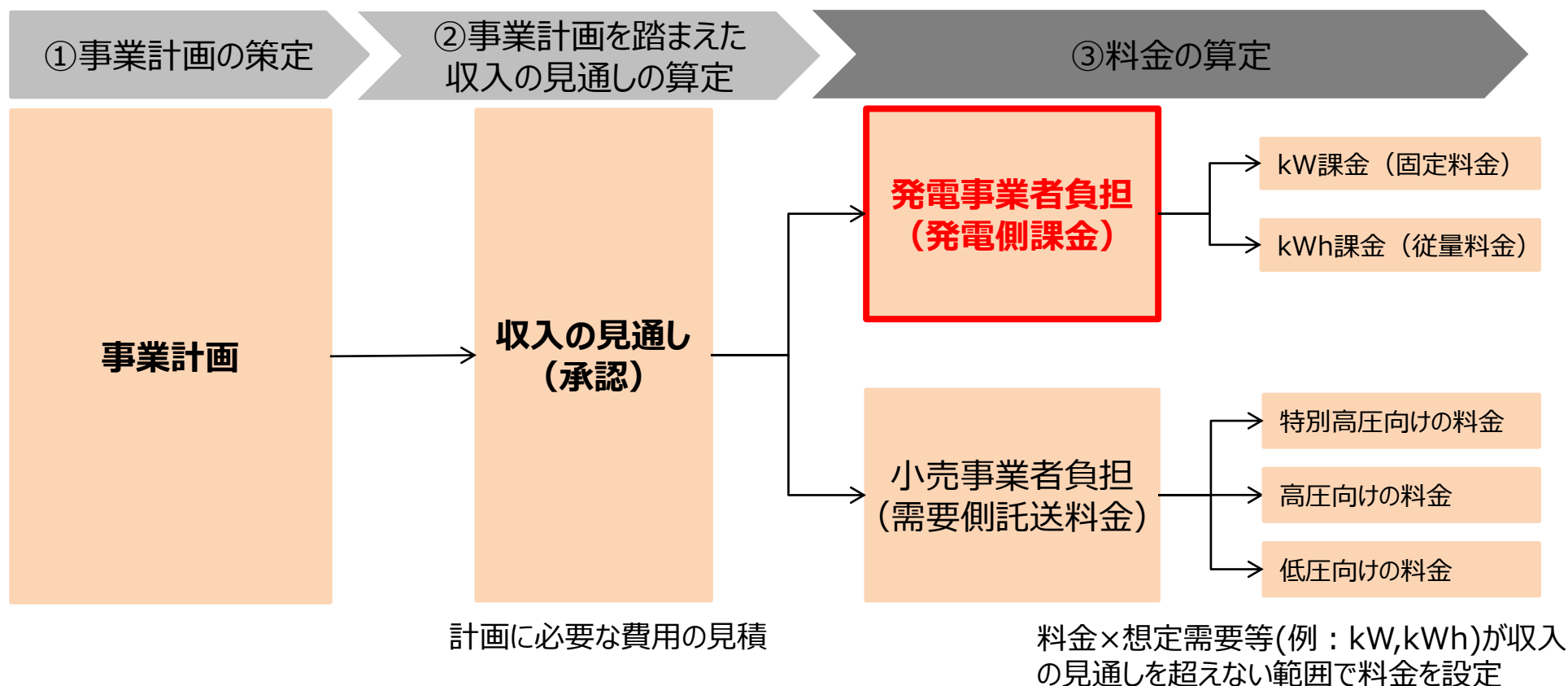
こうした中で、発電側課金は、kW 課金と kWh 課金の比率を1：1としていることを踏まえると、揚水発電・蓄電池への発電側課金に関し、kW 課金については、系統利用者である揚水発電・蓄電池に対しても課金することとする一方、kWh 課金については、揚水発電・蓄電池を経由した際の発電側課金の負担に鑑み、他の電源との公平性の観点から免除することとする。

こうした議論を踏まえ、関係審議会において検討を進め、**2024年度に導入することとする。**

【参考】新たな託送料金制度と発電側課金との関係

- 2023年度からは、一般送配電事業者における必要な投資の確保（送配電網の強靱化）とコスト効率化を両立させ、再エネの主力電源化やレジリエンス強化等を図ることを目的とした新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）が導入されている。
- 発電側課金は、レベニューキャップ制度において定める収入の見通しのうち、発電側に配賦する原価の回収を行うものであり、レベニューキャップ制度とも整合的な仕組みとして設計されている。

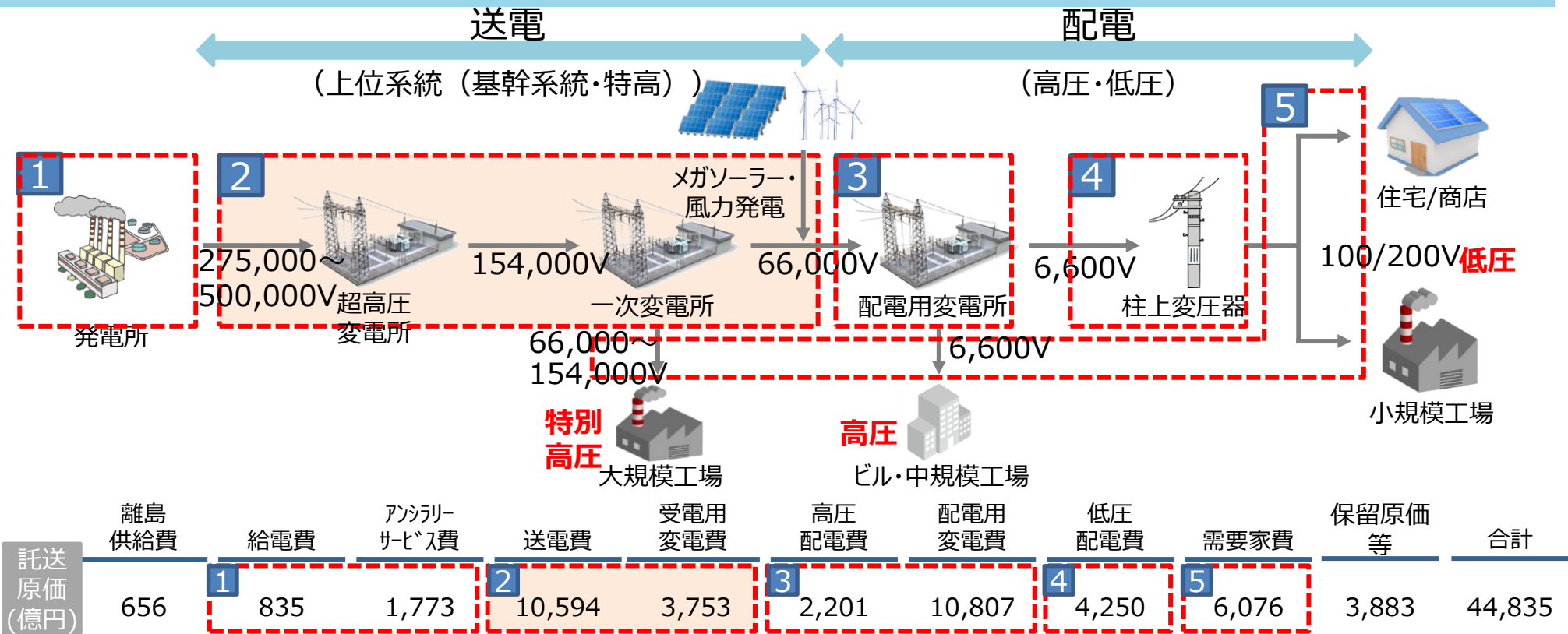
<イメージ>



【参考】発電側課金の対象費用のイメージ

「発電側課金の導入について 中間とりまとめ」概要
(2023年 4 月)

- 発電側・需要側の両方で等しく受益していると考えられる上位系統（基幹系統及び特別高圧系統）に係る固定費の一部（発電側と需要側の課金対象kWで按分したもの）を発電側課金で回収することとしている。



(注) 上記原価は2015年度実績でいずれも可変費を含む（発電側課金の課金対象原価は、上記 2 のうち固定費のみ）

現状の費用負担	小売電気事業者		
発電側課金導入後	小売電気事業者	小売(小売負担比率分)	小売電気事業者
		発電(発電負担比率分)	

1. 料金改定及び事後調整に係る事象

(1) 発電側課金の影響

(2) その他の託送料金関連費用

2. 事後調整等に係るその他の論点

3. 発電側課金の導入等を踏まえた今後の託送料金に係る 対応について

料金改定及び事後調整に係る事象（１）発電側課金の影響

- 各一般送配電事業者から受領した諸元に基づく試算※によれば、上位系統の固定費（発電側負担）は、全国大で3,856億円※となり、託送料金の根幹となる「収入の見通し（総原価）」の8%程度と算出しており、当該費用分については、現行の需要側託送料金から控除され则认为られる。
※課金単価の算定に必要なデータが現時点ではそろっており、現時点での仮定等を踏まえた試算となっている。
※単年度ベース。需要側が負担する上位系統の固定費は、全国大で8,855億円。

一般送配電事業者が発電側課金で回収する費用額（試算値※、単年度ベース）

（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	計
発電側が負担する上位系統の固定費	145	427	1,193	491	156	669	232	138	374	31	3,856
需要側が負担する上位系統の固定費	412	960	2,824	1,080	286	1,382	534	291	1,011	75	8,855
収入の見通し	1,988	4,789	14,736	6,319	1,472	7,154	3,153	1,560	4,975	691	46,836

※発電側課金単価と同様に、発電側が負担する固定費の算定に必要なデータが現時点ではそろっており、現時点での仮定等を踏まえた試算となっている。

(参考) 発電側課金の課金単価に関する試算

- 一般送配電事業者から受領した諸元に基づく試算によれば、発電側課金の課金単価（試算値）は、以下の表のとおり。
- なお、本試算値に関しては、以下の点に関して留意が必要。
 - 課金単価の算定に必要なデータが現時点ではそろっておらず、現時点での仮定等を踏まえた試算となっていること（詳細論点資料を参照）。
 - 実際に発電事業者に一般送配電事業者が課金する際には、課金単価に加えて、割引相当額が付加されること（制度概要について参考資料を参照）。本年9月を目処に、割引エリア・割引相当額（案）について、公表することを予定。

	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
kW課金単価 (円/kW・月) (割引単価・割引相当額付加単価は別途計算される)	99.66	71.18	70.91	69.83	79.91	81.84	71.31	73.76	72.42	60.47	75.13
kWh課金単価 (円/kWh)	0.30	0.24	0.28	0.22	0.27	0.26	0.29	0.22	0.27	0.23	0.26

※上記は現時点での試算値。発電事業者に一般送配電事業者が課金する際には、課金単価を割引額や割引相当額によって補正することとなる。

料金改定及び事後調整に係る事象 （２） その他の託送料金関連費用

- 発電側課金の導入以外についても、既に資源エネルギー庁の審議会において、レベニューキャップ制度における事後調整に関連する制度（費用負担のあり方含む）について議論がなされているところ。
- 具体的には、第62回電力・ガス基本政策小委員会（本年5月30日開催）において議論された予備電源確保費用（大規模災害等の事象への備え、必要供給力と容量市場調達量の差分に対する保険的位置づけ）及び容量拠出金の負担見直しに係る託送負担のあり方などが挙げられる。
- また、第1規制期間における収入の見通しの検証時点では、事象が発生していなかった、又は実績が確定していなかった等の理由により、収入の見通しに織り込むことができなかった費用等があり、こうした費用等については、事後調整の対象となり得るのではないかな。
- 加えて、「エネルギー政策の変更及びエネルギー情勢の著しい変化」等に起因して収入の見通しに乖離が発生する場合や「一般送配電事業等を能率的かつ適正に運営するため特に必要があると認められる」場合には、期中調整が認められている。
- 今後、一般送配電事業者から期中調整に関する申請があった場合には、託送料金負担の平準化や受益と負担の公平性の観点等を踏まえ、翌期調整よりも早く期中調整を行うことの妥当性について検証する必要があるのではないかな。

【参考】省令及び指針における料金改定及び期中調整に関する規定 1/2

一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令（一部抜粋）

第十四条 一般送配電事業者は、承認を受けた収入の見通しの算定時における制御不能費用の想定値を規制期間における実績値が上回った場合又は上回ることが見込まれる場合の乖離値を、次の各号のいずれかに該当する場合には、承認を受けた収入の見通しに当該規制期間中に算入することができる。

- 一 当該収入の見通しのうち制御不能費用の想定値と、期間中における制御不能費用の実績値の累積乖離値が、当該収入の見通しに百分の五を乗じた額に達したとき
- 二 固定資産税、雑税、電源開発促進税、事業税又は法人税等の税率変更が行われたとき
- 三 原子力発電事業者が申請した賠償負担金及び廃炉円滑化負担金が経済産業大臣により承認された場合であって、一般送配電事業者がこれらの負担金として回収するべき額を経済産業大臣より通知されたとき
- 四 前三号に掲げるもののほか、一般送配電事業等を能率的かつ適正に運営するため特に必要があると認められるとき

2 一般送配電事業者は、承認を受けた収入の見通しの算定時における制御不能費用の想定値を規制期間における実績値が下回った場合又は下回ることが見込まれる場合の乖離値について、前項各号のいずれかに該当する場合には、当該乖離値を承認を受けた収入の見通しに当該規制期間中に算入しなければならない。

（エネルギー政策の変更等を踏まえた調整について）

第十五条 一般送配電事業者は、承認を受けた収入の見通しの算定時における想定値と規制期間における実績値の乖離値について、前三条に規定する場合のほかエネルギー政策の変更及びエネルギー情勢の著しい変化並びに一般送配電事業者が単独で又は他の事業者と共同して行う脱炭素化の達成に資する新たな技術の導入に向けた取組その他これらに準ずるものに起因すると認められる場合には、当該乖離値を承認を受けた収入の見通しに当該規制期間中に算入し、又は翌規制期間における収入の見通しに算入しなければならない。

【参考】省令及び指針における料金改定及び期中調整に関する規定 2/2

一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しの適確な算定等に関する指針（一部抜粋）

第五章

事後調整の方針について

1 事後調整の考え方

レベニューキャップ制度では、外生的な要因による収入上限と規制期間における費用実績との乖離額や 効率化の達成状況、本指針において定めた目標の達成状況、需要変動による収入上限と規制期間における 収入実績との乖離額に応じて、収入上限の事後調整を行うこととする。

事後調整については、規制期間における収入上限の調整（以下「期中調整」という。）と、翌規制期間における収入上限の調整（以下「翌期調整」という。）に区分し、規制期間における事業計画の達成状況を評価する観点から、基本的には翌期調整を行うこととし、当該調整時期は、翌規制期間の最初の年度の翌年度とする。ただし、収入の見通しの算定において予見可能性が低い事象や、送配電事業に対する影響等に鑑みて必要と認められる場合には、期中調整を行うこととする。

第六章

託送料金算定の方針について

2 託送料金の算定方法

託送料金については、託送供給等約款料金算定規則に基づき算定することとする。ただし、次に掲げる場合については、収入上限の事後調整の有無に関わらず、規制期間における託送料金の変更を行うこととする。

①収入上限のうち各事業年度の費用の見積り額と、各事業年度の収入実績の累積乖離額が、収入上限 に百分の五を乗じた額に達した場合であって、その引き下げが妥当と認められた場合

②第一規制期間において発電側課金制度が導入された場合

【参考】予備電源確保費用及び容量拠出金の負担見直しに係る託送負担の在り方

第62回電力・ガス基本政策小委員会
資料3（2023年5月30日）

供給力確保の費用負担の在り方②

- 容量市場における費用については、偶発的需要変動分（H3需要の7%）を一般送配電事業者が負担し、その他を小売事業者負担とする整理が既になされている。
- 他方、昨年の電力需給ひっ迫を踏まえ、「厳気象対応」及び「稀頻度リスク」が見直されており、その費用負担の在り方について、本小委員会の下での制度検討作業部会でも議論が行われている。
- まず、「厳気象対応」は、需要の変動に直結する事象に対応するものであり、小売電気事業に通常付随するリスクとして、気象予報等に基づき一定程度事前の対応も可能であるため、小売電気事業者において負担することが妥当と考えられる。
- 次に、「稀頻度リスク」は、厳気象時に生じる電源脱落等のリスクに対応するものであり、小売電気事業者にとって予見可能性はなく、リスク低減の方策もない。このため、小売電気事業者の負担とすることの合理性に乏しく、最終的に需要家が均等に負担することで社会全体で負担することになる、託送料金での負担に馴染むものでないか。
- また、予備電源の確保費用は、容量市場における「稀頻度リスク」より更に稀な大規模災害等に対応するものである。個々の小売電気事業者が備えることは不可能であり、社会全体で負担することが妥当と考えられるため、一般送配電事業者（＝託送料金）の負担とすることとしてはどうか。
- なお、供給力確保の仕組みが複雑となり、費用負担の方法も多様化する中で、供給力確保費用の透明性を確保し、最終負担者である需要家の理解を得る観点から、費用の全体像については、本小委において定期的にフォローアップすることとしてはどうか。

【参考】制御不能費用の見積り方法 ーインバランス収支過不足ー

第13回料金制度専門会合
資料3（2022年4月18日）

- インバランス収支過不足については、以下のとおり見積ることとしてはどうか。

インバランス収支過不足

概要：インバランス料金の収入あるいは支出と、調整力のkWh価格による費用

インバランス料金：インバランス単価及びインバランス発生量のいずれも一般送配電事業者はコントロールが困難

調整力のkWh価格：広域運用調整力及びエリア内運用調整力のいずれも適切な市場監視がなされ、競争が一定程度働くことが見込まれることから、効率化は困難



期初の見積り方法

- インバランス収支過不足については、2023年度～2027年度に発生すると見込まれる収支過不足と2022年度以前に発生した累積収支額を見積り費用に算入することとする。
- なお、2023年度～2027年度のインバランス収支過不足については、精緻に予測することが困難であることから、期初においては見積り費用に算入せず、実績値を踏まえ、事後調整を行うこととする。
- また、2022年度以前に発生した累積収支額のうち、2022年度に発生するインバランス収支過不足については、**精緻に予測することが困難であることから、期初においては見積り費用に算入せず、実績値を踏まえ、事後調整を行うこととし、2016年度～2021年度に発生した累積収支額のうち2022年度に繰り越すこととされた額を見積り費用に算入することとする。**

【参考】資源エネルギー庁におけるインバランス収支に係る議論

2021年12月27日
第43回電力・ガス基本政策小委員会資料3-4

このように、2021年1月の事象に対する小売電気事業者ごとの影響は多様であるが、

- ① 2021年1月の市場価格の高騰が発生し得ることを見通して事業活動を行っていた小売電気事業者も存在した一方、この事象は新たなインバランス制度へ推移する端境期で生じた事象であり、その後講じたセーフティネット措置から遡って考えれば、2021年1月の事象は、小売電気事業者にとって予見可能性が低い事象であったと考えられること、
- ② こうした中で、2021年1月に、余剰インバランス発生に伴う収入額より、不足インバランス発生に伴う支払額が大きかった小売電気事業者においては、当時多大な支払額が生じ、事業に影響が出た小売電気事業者や直近まで2021年1月のインバランス債務負担を負いながら事業を継続していた小売電気事業者も存在すること、
- ③ 一方で、こうした中であっても、市場価格が高騰する時間帯にも計画値同時同量の達成のため、市場調達に努めた小売電気事業者にとって不利益となることは望ましくないこと、

などに鑑み、今後とも多様な小売電気事業者間のサービス競争の中で、需要家が安定的な電力供給サービスを継続的に享受できる事業環境を支える観点から、2021年1月において、インバランス料金単価が200円/kWh及び市場価格の水準を超えた部分の負担額に応じて、バランシンググループ(以下「BG」という。)ごとに、将来の託送料金から毎月定額を差し引く形で調整を行うこととする。

なお、上記の方法で調整を行っても、2021年1月分のインバランス収支については、正または負の収支が残存することが考えられる(以下「調整後の残余収支」という。)。これらについても、収支相償の原則に従い、調整を行うことが必要である。

一方、2021年度冬期は、一般送配電事業者においては、追加供給力(kW)公募及び追加kWh公募による支出が見込まれており、これらも託送料金の仕組みを通じた費用回収が必要である。また、並行して2022年度以降の追加供給力確保の対応手段について議論が行われているところ、このような状況においては、毎年度、託送料金を変更するのではなく、一定程度将来を見越した運用が必要と考えられる。

この点、仮に追加供給力(kW)公募及び追加kWh公募を行わなかったとした場合には、需給がひっ迫し、市場での売り切れに伴う市場価格高騰が生じ、スポット市場での電力調達に期待する市場参加者において損失が発生するおそれがあることに鑑みれば、これらの措置は、こうした事業者に対しての事前の備え

としての効果も期待できる。

以上を踏まえ、「調整後の残余収支」については、今後の追加供給力(kW)及びkWh公募の費用の回収と合わせて、最終的には、収支相償となるよう託送料金を通じた調整を行うことができるよう、

- ① 調整開始に併せ、「調整後の残余収支」は、現行の託送制度上、インバランス収支として管理するとともに、
 - ② 追加供給力(kW)及びkWh公募の費用についてもこれと同様の管理を行い、
 - ③ これらを併せて収支相償の考え方の下、管理を行っていく、
- という取扱いを行うこととする。

また、これまでインバランス制度におけるインセンティブ定数(K、L)⁴によって副次的な効果として、一般送配電事業者全体としての収支も改善しているが、このインセンティブ定数の仕組みは2021年度をもって終了となる。インセンティブ定数による収支改善後もなお残る、2016年度から2021年度における累積の収支過不足については、2022年度からの新たなインバランス料金制度におけるインバランス収支管理へ繰り越し、引き続き収支相償の考え方の下、管理していくこととする。

【参考】kW公募・kWh公募の精算状況

参考：2021年度冬季以降の追加kW・kWh公募の精算結果

第84回制度設計専門会合
資料7（2023年4月25日）

	kW公募				kWh公募		
	2021年度冬 (東京)	2022年度夏 (北海道～九州)	2022年度冬 東日本（※2）	2022年度冬 西日本	2021年度冬 (北海道～九州)	2022年度夏 (北海道～九州)	2022年度冬 (北海道～九州)
募集量	55万 kW (最大80万 kW)	120万 kW (最大140万 kW)	103万kW (最大170万kW)	99万 kW (最大190万 kW)	3億kWh	10億kWh	20億kWh
契約量	63.1万 kW	135.7万 kW	103.5万kW	185.6万 kW	4.17億kWh	9.3億kWh	18.6億kWh
電源 最高単価	15, 530円/ kW	13, 718円/ kW	30, 696円/ kW	25, 557円/ kW	37.61円/kWh	36.95円/kWh	58.11円/kWh
DR 最高単価	2, 400円/ kW	10, 000円/ kW	10, 000円/ kW	10, 000円/ kW	—	—	—
平均単価	14, 400円/ kW	7, 761円/ kW	25, 972円/ kW	6, 810円/ kW	35.88円/kWh	36.04円/kWh	53.23円/kWh
平均単価 マストラン除く	2, 284円/ kW	2, 811円/ kW	5, 795円/ kW	5, 960円/ 今回御報告	—	—	—
調達額	約89億円 (※1)	約112億円 (※1)	約335億円 (※1)	約101億円 (※1)	約151億円	337億円	1,099億円
還元額	約34億円	約47億円	約88億円	約0.14億円	約88億円	208億円	359億円
還元率	38%	42%	26%	0.14%	約58%	62%	33%
託送回収額	約55億円 (約8,800円/ kW)	約65億円 (約4,800円/ kW)	約247億円 (約19,000円/ kW)	約100億円 (約7,600円/ kW)	約64億円 (約15円/kWh)	129億円 (約14円/kWh)	740億円 (約39.9円/kWh)
kW公募の託送回収費用 約467億円				kWh公募の託送回収費用 約933億円			

（※1）調整力活用分（市場供出で不落となった分）の買取費用及び事業税を含み、不要となった起動費・確認運転費分及びペナルティ戻し分を控除。

（※2）公募未達分は、『一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方』に基づき調達された。なお、数値は、追加調達（随意契約）をした案件含む。

【参考】資源エネルギー庁におけるkW公募・kWh公募に係る議論

kW公募とkWh公募の今後の在り方

第54回電力・ガス基本政策小委員会
資料3（2022年10月17日）

- 2021年度冬季以降、夏季及び冬季の高需要期における一時的な追加供給力対策として、一般送配電事業者によるkW公募及びkWh公募を実施している。
- 現時点の需給見通しに基づけば、2023年度のkW公募は最大でも数十万kW※と見込まれ、補修調整が進めば不要となる可能性もある。

※ 現時点の2023年の厳気象H1需要に対する需給バランスにおいて安定供給に必要な予備率3%を確保できているが、仮に2022年度冬季と同様に、4%まで確保するとした場合の必要供給力。

- また、2024年度以降は、容量市場の運用が開始されることとなり、必要な供給力は原則として当該市場を通じて確保されることとなるため、これまで一種の社会的保険として実施してきたkW公募は、基本的には実施しないことも考えられる。
- kW公募及びkWh公募に要する費用は、一般送配電事業者が一時的に負担する仕組みとなっているところ、2022年度に実施したkW公募及びkWh公募に要した費用は、レベニューキャップ制度第二規制期間（＝6年後以降（2028年度以降））に回収されることとなるため、一般送配電事業者の収支に大きな影響が生じている状況。
- このため、公募を行う一般送配電事業者の財務健全性を確保する観点から、財務に与える影響が大きいときは、一般送配電事業者が費用を負担する他の要因等も勘案し、同制度の第二規制期間を迎える前の可能な限り早いタイミングでの費用回収を行うべく、関係法令に則って、期中調整を行う方向で検討を行う。

【参考】資源エネルギー庁における最終保障供給に係る議論

論点③ 費用負担に係る整理

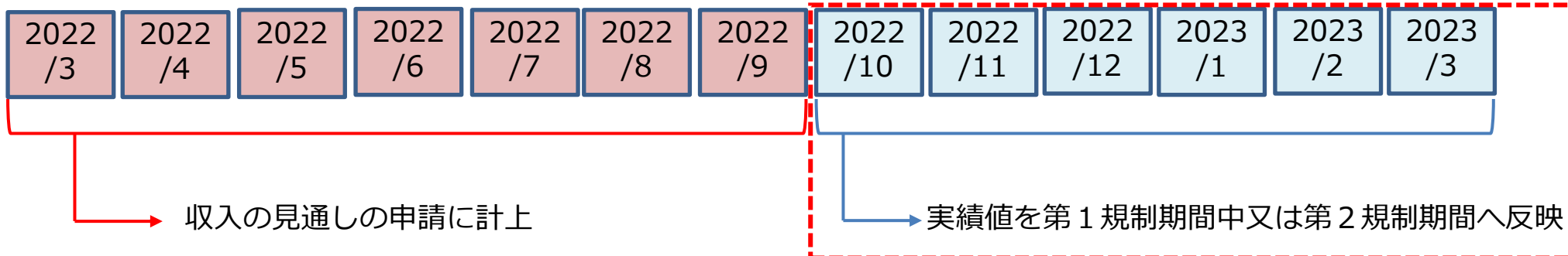
- 2023年度から導入されるレベニューキャップ制度では、最終保障供給対応に係る調整力費用は制御不能費用と整理されており、第一規制期間においては、過去実績（2017年度～2021年度）の取引損益の実績値をもとに見積もることとしている。
- 今般の最終保障供給の対応は、最終保障供給料金が自由料金を下回るという、そもそもの制度趣旨にそぐ合わない状況によるものであり、必ずしも一般送配電事業者の責によるものではないと考えられる。
- このため、最終保障供給契約が増加した2022年3月から2023年3月までにおける、最終保障供給に係る損益については 託送料金による回収を認めることとしてはどうか。
- 具体的には、一般送配電事業者による市場調達に係る費用も含め、最終保障供給収支に分類することとした上で、最終保障供給収支のR C制度上での詳細な取扱いについては、電力・ガス取引監視等委員会にて検討いただくこととしてはどうか。

【参考】最終保障供給の累積収支額の反映方法及び追加算入額

第29回料金制度専門会合
資料4（2022年12月19日）
一部修正

- 第21回専門会合にて整理したとおり、2022年3月から2023年3月までの期間のうち、実績が確定している範囲（2022年3月から2022年9月）については、追加で期初の収入の見通しに反映している。

【反映方法】収入の見通しの申請時に実績値を申請し、第1規制期間期初に計上する



【期初における各社の追加算入額（規制期間合計）】

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力PG	中部電力PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	合計
4億円	74億円	293億円	152億円	15億円	59億円	29億円	4億円	3億円	633億円

【参考】料金制度専門会合における最終保障供給に係る議論

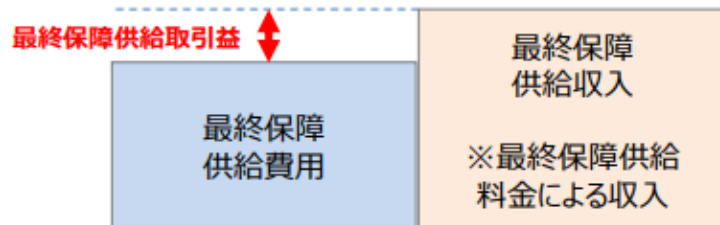
2－④－調整力費用（最終保障供給対応）－

調整力費用 (最終保障供給対応)	概要：最終保障供給契約を締結している需要家への電力供給に必要な費用 単価：公募で決定／量：最終保障供給契約を締結している需要家の需要量で決定
---------------------	--



期初の見積り方法

- 調整力費用（最終保障供給対応）については、将来分を想定することが困難であることから、2017年度～2021年度における最終保障供給の取引損益の実績値をもとに見積もることとしてはどうか。



【参考】料金制度専門会合における最終保障供給に係る議論 ー調整力費用（最終保障供給対応）ー

- 各社とも、予め定められた見積り方法に基づいた額を計上していることから、問題はないものと考えられる。2017年度～2021年度実績値は、託送収支計算書により確認を行った。
- なお、第51回電力・ガス基本政策小委員会の整理に基づき、審査結果を踏まえた申請時において託送料金による回収が認められた2022年3月から2023年3月までの期間のうち、実績が確定している範囲については、本規制期間における算入額に追加して織り込むこととする。

単位（百万円）

会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	▲ 2	▲ 1	0	▲ 21	▲ 10	▲ 35	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 35	▲ 7
東北電力NW	-	-	-	▲ 4	61	57	11	11	11	11	11	11	57	11
東京電力PG	▲ 280	▲ 411	▲ 464	▲ 646	1	▲ 1,800	▲ 360	▲ 360	▲ 360	▲ 360	▲ 360	▲ 360	▲ 1,800	▲ 360
中部電力PG	-	▲ 0.9	▲ 3	▲ 64	360	292	58	58	58	58	58	58	292	58
北陸電力送配電	-	-	-	▲ 4	16	12	2	2	2	2	2	2	12	2
関西電力送配電	0	0	▲ 1	▲ 261	74	▲ 187	▲ 37	▲ 37	▲ 37	▲ 37	▲ 37	▲ 37	▲ 185	▲ 37
中国電力NW	▲ 12	▲ 0.1	▲ 0.2	▲ 115	34	▲ 94	▲ 19	▲ 19	▲ 19	▲ 19	▲ 19	▲ 19	▲ 94	▲ 19
四国電力送配電	▲ 0.4	▲ 1	0	▲ 2	▲ 8	▲ 11	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 11	▲ 2
九州電力送配電	0	0	▲ 1	▲ 53	▲ 20	▲ 74	▲ 15	▲ 15	▲ 15	▲ 15	▲ 15	▲ 15	▲ 74	▲ 15
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

【参考】②スポット市場での原資調達による社会的コストへの

第60回 電力・ガス基本政策小委員会
(2023年3月29日) 資料4

- 一般送配電事業者の試算によると、最終保障供給原資の確保措置として、スポット市場での原資調達を行ったことで、月単位ではいずれの一般送配電事業者の調達コストも削減に寄与していることが確認された。

①最終保障供給による収入（託送料金相当分・賦課金・消費税を除く）

②スポット市場調達を行った場合の最終保障供給のための調達費用

（スポット市場調達平均単価×スポット市場調達率＋V1平均単価×（1－スポット市場調達率））×最終保障供給用調達量（ロス率加味）

③スポット市場調達が無かった場合の最終保障供給のための調達費用

V1平均単価×最終保障供給用調達量（ロス率加味）

最終保障供給収支：①－② スポット市場調達加味：①－③ 社会的コスト低減額：③－②

（単位：億円）

		8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月
北海道	最終保障供給収支	▲1.2	▲3.1	▲0.3	0.5	4.2	5.1	5.9
	市場調達加味	市場調達開始 →				3.1	3.2	2.7
	社会的コスト低減額					1.1	1.9	3.2
東北	最終保障供給収支	▲28	▲19	▲3.2	2.0	3.5	8.1	8.8
	市場調達加味	市場調達開始 →				▲0.2	5.2	4.8
	社会的コスト低減額					3.7	2.9	4.0
東京	最終保障供給収支	▲93	▲21	▲10	35	23	80	105
	市場調達加味	▲145	▲115	市場調達開始 →	6	▲48	46	94
	社会的コスト低減額	51	94		29	71	33	12

各社の取引状況を送配電網協議会にてとりまとめ（試算値のため今後変更の可能性がある）

【参考】②スポット市場での原資調達による社会的コストへの

第60回 電力・ガス基本政策小委員会
(2023年3月29日) 資料4

(単位：億円)

		8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月
中部	最終保障供給収支	▲47	▲68	▲4.6	16.5	5.3	21.9	28.0
	市場調達力増大	市場調達開始 →			5.1	▲18.1	16.0	15.6
	社会的コスト低減額				11.4	23.4	5.9	12.4
北陸	最終保障供給収支	▲5.5	0.4	2.3	▲0.9	0.4	1.2	2.4
	市場調達力増大	▲6.1	▲1.2	市場調達開始 →		▲0.2	0.2	0.4
	社会的コスト低減額	0.7	1.6			0.6	1.1	2.0
関西	最終保障供給収支	▲16.0	▲31.0	▲25.6	▲6.7	▲2.6	4.6	7.0
	市場調達力増大	市場調達開始 →				▲6.7	▲0.5	▲2.4
	社会的コスト低減額					4.1	5.1	9.4
中国	最終保障供給収支	▲11.7	▲10.7	4.1	7.8	6.7	12.6	16.7
	市場調達力増大	市場調達開始 →	▲10.7	市場調達開始 →		5.8	11.5	12.8
	社会的コスト低減額		調達実績なし			0.9	1.0	3.9
四国	最終保障供給収支	▲1.5	0.5	0.4	▲0.5	▲0.4	0.0	0.3
	市場調達力増大	市場調達開始 →				▲0.4	▲0.2	▲0.1
	社会的コスト低減額					0.1	0.2	0.4
九州	最終保障供給収支	▲1.3	▲1.1	0.64	1.9	▲4.9	0.8	▲0.8
	市場調達力増大	市場調達開始 →				▲4.9	0.8	▲0.8
	社会的コスト低減額					調達実績なし		

各社の取引状況を送配電網協議会にてとりまとめ（試算値のため今後変更の可能性はある）

1. 料金改定及び事後調整に係る事象

2. 事後調整等に係るその他の論点

(1) 離島小売収支の不一致について

(2) 離島小売収支の不一致への対応案について

(3) DR促進に係る託送料金のあり方について

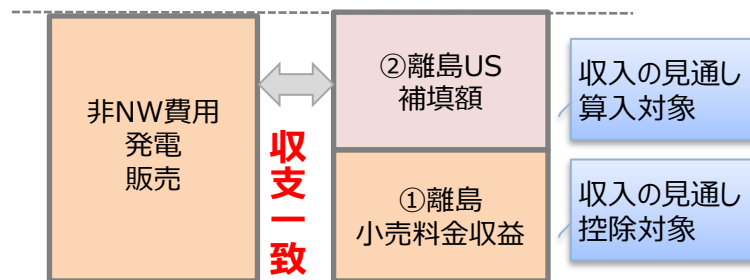
3. 発電側課金の導入等を踏まえた今後の託送料金に係る対応について

その他の論点 （１） 離島小売収支の不一致について

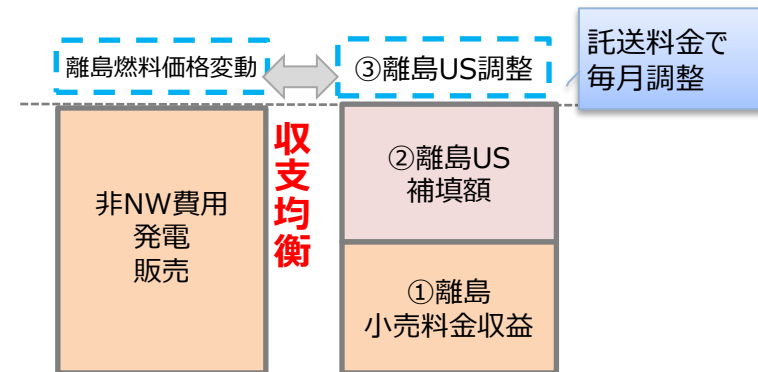
【参考】離島ユニバーサルサービス調整制度

- 離島等を保有する一般送配電事業者は、電気事業法によりユニバーサルサービスとして離島等で本土並みの料金水準で電力供給を行う義務を担っている。
- レベニューキャップ制度において、離島の小売電気料金による収益（下図①）は、「離島等供給に係る収益」として織り込まれており、「離島等供給に係る費用」との差額が、離島ユニバーサルサービスに係る費用（下図②）として収入の見通しに織り込まれることから、期初の収入の見通し算定時点では離島小売収支は一致する。
- 認可後の託送供給等約款適用以降、離島供給に係る火力燃料費の変動を託送料金に反映して、本土・離島の需要家が負担する仕組みとして「離島ユニバーサルサービス調整制度」が導入されている。

<収入の見通し算定時>

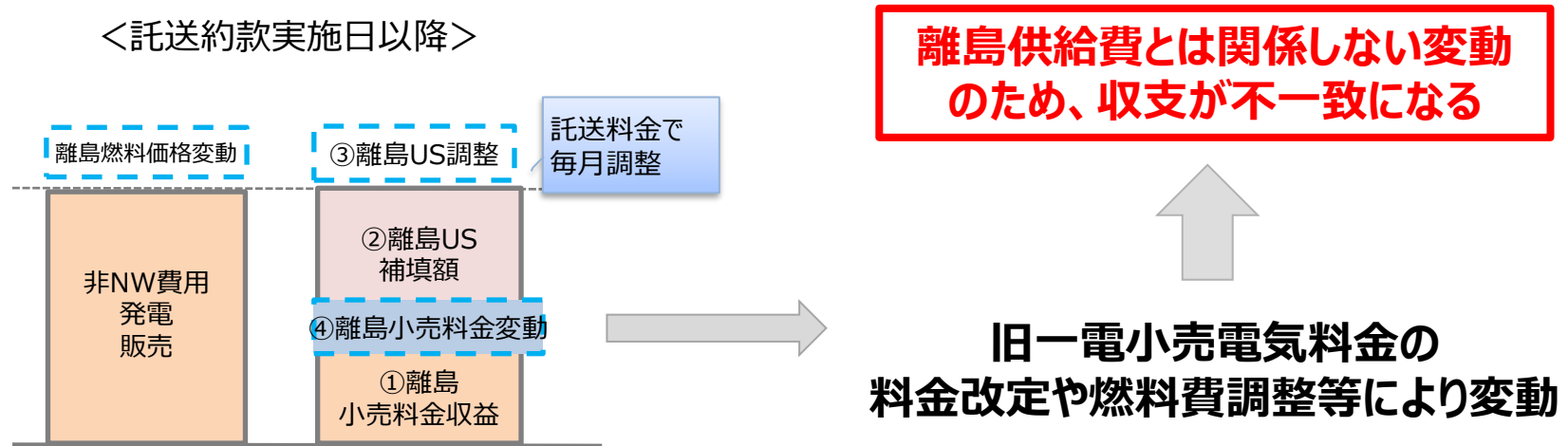


<託送供給等約款実施日以降>
「離島ユニバーサルサービス調整制度」



その他の論点 （１） 離島小売収支の不一致について

- 一方で、離島の小売電気料金は、ユニバーサルサービスの観点から旧一電小売の電気料金を参照しているため、旧一電小売の電気料金の変動した場合（料金改定や燃料費調整等）には、離島の小売電気料金も変動（下図④）する。
- 上記の変動分は、「離島等供給に係る費用」とは連動していないため、実績の断面では離島小売収支の不一致が発生する。



その他の論点 （２） 離島小売収支の不一致への対応案について

- レベニューキャップ制度が導入された2023年 4 月以降は、燃料価格が期初の見積りを上回る状況が続いているため、離島小売収支の不一致が生じており、今後も不一致が拡大する可能性がある。一方で、レベニューキャップ制度において、離島等供給費用・収益はその他費用（第 3 区分費用）と整理され事後調整の対象外であることから、このような外生的要因による不一致を解消するための制度的な手当が必要と考えられる。
- ①離島小売収支の不一致が期初の見積りと実績の差異に起因すること、②離島小売収益は収入の見通しの内訳項目であることなどを踏まえると、レベニューキャップ制度の事後調整の検証プロセスを経ることが適切であると考えられることから、以下のとおり省令を改正し、今後、規制期間中又は翌規制期間に事後調整することとしてはどうか。

調整案	調整の タイミング	必要な制度手当（改正イメージ）
レベニューキャップ制度の 事後調整の対象として調整	事後調整 （規制期間中又は 翌規制期間に調整）	● 「一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令」を改正し、収入の見通しの事後調整として整理※ ※現状は、離島供給等費用・収益はその他費用（第 3 区分費用）のため事後調整の対象外 ● 改正案（イメージ） RC省令の事後調整の項目において、<u>離島等供給に係る料金率（基準託送供給料金の料金率に相当する額を除き、燃料費調整額等を加えたもの。）の変動</u>を追加。

その他の論点 （３） DR促進に係る託送料金のあり方について

- 本年6月29日に開催された第42回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会で提示された「中間論点整理（案）」において、DR（ダイヤモンド・リスポンス）を実施した消費者に社会的便益を還元する託送料金のあり方について、以下のとおり言及があった。

【省エネルギー小委員会 中間論点整理（案） の該当部分抜粋】

2. 今後の検討の方向性

2) エネルギー消費機器のDR対応

③費用/便益分析

（略）DRのもたらす社会的便益をより広い系統全体の視点でみた場合、DR実施によって送配電関連設備への投資が不要となるケースが出てくる可能性が考えられる。**社会コストの増加を抑制する観点から、需要家にDRを促し、その社会的便益をDRを実施した消費者に還元するような託送料金のあり方について検討することも重要**になると考えられる。

（※太字化及び下線付けは事務局において実施）

1. 料金改定及び事後調整に係る事象
2. 事後調整等に係るその他の論点
- 3. 発電側課金の導入等を踏まえた今後の託送料金に係る
対応について**

発電側課金の導入等を踏まえた今後の託送料金に係る対応について

- 2024年度からの発電側課金の導入に向けて、発電側課金単価や託送料金単価の改定プロセスを円滑に進めていくことが重要。各一般送配電事業者においては、認可申請に向け、各単価の算定等の作業を進めているところ。本年9月を目処に割引額（案）等を示す予定。
- 加えて、発電側課金の導入に伴って発生すると想定される費用や、第1規制期間における収入の見通しの検証時点では、収入の見通しに織り込むことができなかった費用等について、各一般送配電事業者からの申請があった場合には、
 - ・事後調整の実施の必要性及び調整の範囲
 - ・翌期調整ではなく期中調整とすることの妥当性 等が検討事項になりうる。
- 発電側課金の円滑な導入や託送料金の予見可能性を高める観点から、一般送配電事業者に対して必要な検討作業を着実に進めるよう求める必要があるのではないかと。
- なお、発電側課金の導入に伴う省令改正のタイミングに合わせて、離島小売収支の不一致については、省令改正作業を進めることとしてはどうか。