

## 託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請について

2023年9月29日  
北陸電力送配電株式会社

当社は、本日、託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請を経済産業大臣に行いましたので、お知らせいたします。

当社は、2022年12月に経済産業大臣から第1規制期間（2023年度～2027年度）の託送供給等に係る収入の見通しについて、5年合計7,362億円の承認を受け、2023年4月から新たな託送供給等約款を適用しております。

2024年度から新たに発電側課金<sup>\*</sup>が導入されることに伴い、従来、需要側料金として小売電気事業者が全額負担いただいていた託送料金の一部を、発電側料金として発電事業者が負担いただくこととなるため、託送料金の改定が必要となります。

この改定にあわせて、現行の収入の見通しについて、承認以降の実績確定やエネルギー政策の変更により、現行の収入の見通しとの乖離が発生している状況であることから、乖離額について調整させていただき、電気事業法第17条の2第4項に基づき、本日、経済産業大臣に収入の見通しの変更承認申請を行いました。

これにより、第1規制期間の託送供給等に係る収入の見通しは、44億円増加し、7,406億円となります。

本日申請した収入の見通しは、今後、国による審査を経て、経済産業大臣の承認をもって決定されます。

また、託送供給等約款の申請および認可は、収入の見通しの承認後となります。

当社としましては、より一層の経営効率化に取り組むとともに、電力の安定供給に努めてまいります。

以上

別紙：託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請の概要

※事業計画および事業計画変更箇所説明書は下記よりご覧ください。

[https://www.rikuden.co.jp/nw\\_hoshin/index.html](https://www.rikuden.co.jp/nw_hoshin/index.html)

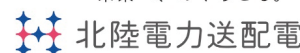
※発電側課金

託送料金の一部を、発電側料金として発電事業者が負担する制度。制度導入前は、需要側料金として小売電気事業者が全額負担。

## 託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請の概要

2023年9月29日  
北陸電力送配電株式会社

未来へ、めぐるせる。



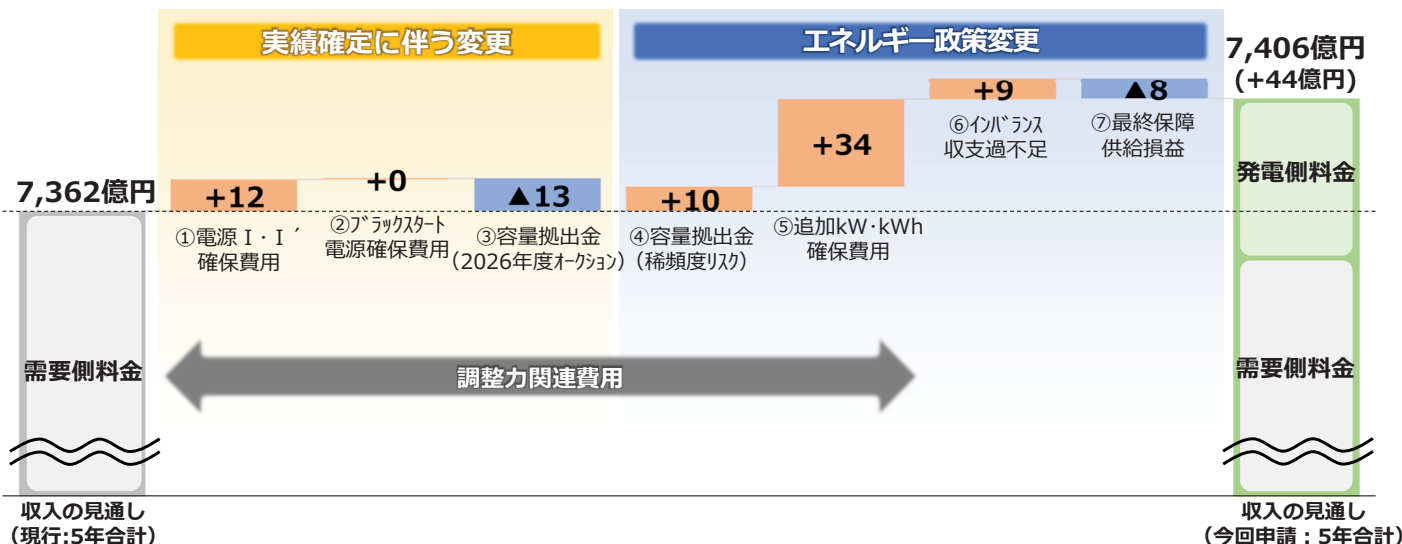
©2023 | Hokuriku Electric Power Transmission &amp; Distribution Company, All Rights Reserved. | CONFIDENTIAL

## 託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請の概要

1

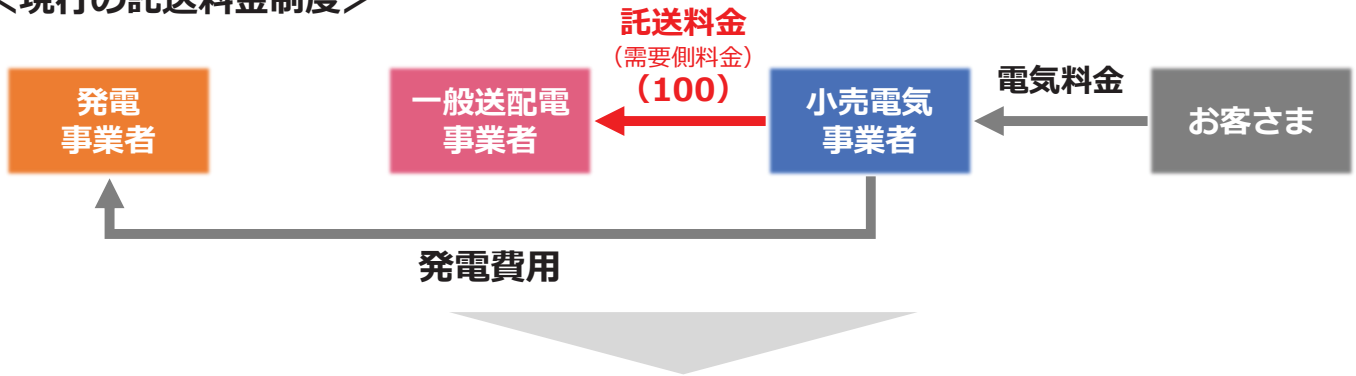
- 2023年4月から導入されたレベニューキャップ制度の下、達成すべき目標を明確にした事業計画を策定し、事業遂行に必要な費用を見積もった収入の見通しについて、2022年12月に経済産業大臣の承認をいただきました。
- 2024年度からの発電側課金の導入に伴い、従来、需要側料金として小売電気事業者に全額負担いただいていた託送料金の一部を、発電側料金として発電事業者に負担いただくこととなるため、託送料金の改定が必要となります。
- この改定にあわせて、収入の見通しの承認以降、実績確定やエネルギー政策の変更により発生した当初の見通しとの乖離額について調整することとし、収入の見通しの変更を申請いたしました。
- これにより、第1規制期間(2023～2027年度)の収入の見通しは7,406億円(+44億円)<sup>※</sup>となります。

※ 今回申請する収入の見通し(7,406億円)は、今後改正される関連省令に基づき発電側および需要側に配分いたします。  
なお、変動額44億円は、2024～2027年度の4年間の託送料金に反映(+11億円/年)する予定です。

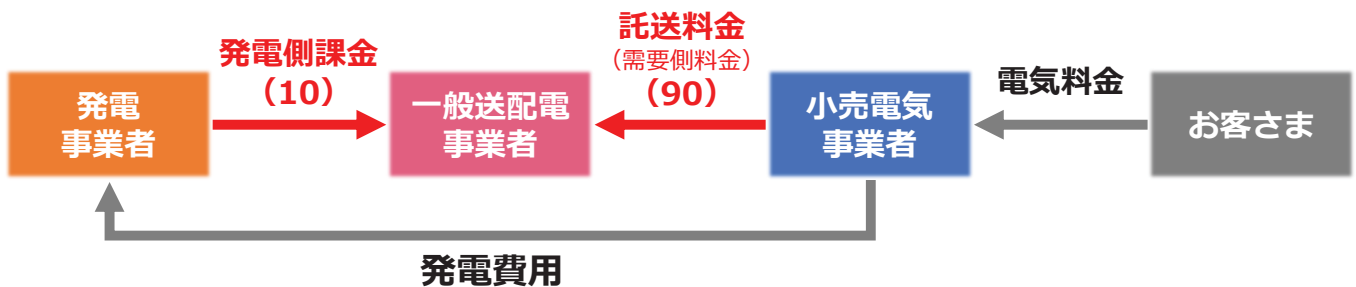


- 発電側課金は、系統を効率的に利用するとともに、再生可能エネルギー導入拡大に向けた系統増強を効率的かつ確実に  
行うため、現在、小売電気事業者に全額負担いただいている送配電設備の維持・拡充に必要な費用の一部を、  
発電側課金として系統を利用する発電事業者に負担いただくことで、より公平な費用負担とする制度。

<現行の託送料金制度>



<発電側課金導入後の託送料金制度イメージ>



申請項目の概要

①電源 I・I' 確保費用 (2023年度契約額反映)

- 電源 I・I' とは、一般送配電事業者がエリアの周波数・需給バランスを維持するための調整力であり、2023年度までは調整力公募により調達しております。
- 現行の収入の見通しの申請時点では、2023年度の契約金額が未確定であったため、過去実績を基に算定いたしました。
- 今回、2022年12月の落札電源決定に伴う契約締結により金額が確定したことから、現行の収入の見通しとの乖離額 +12億円について、期中調整項目として申請いたします。

◆増減影響 (電源 I)

項目	単位	2023年度		増減
		今回申請	現行	
調達量	MW	360	360	-
調達単価	円/kW	20,832	※1 17,253	+3,579
見積費用	億円	75	62	+13

※1 2018~21年度実績単価、2022年度契約額に基づく単価の平均

◆増減影響 (電源 I')

項目	単位	2023年度		増減
		今回申請	現行	
調達量	MW	109	154	▲45
調達単価	円/kW	2,518	※2 2,091	+427
見積費用	億円	3	3	▲0

※2 2020~21年度実績単価、2022年度契約額に基づく単価の平均

(単位: 億円/5年)

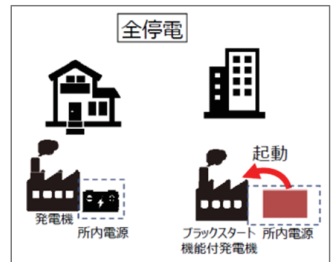
費用区分	今回申請	現行	増減
事後検証費用	78	65	+12

②ブラックスタート電源確保費用 (2023年度および2026年度契約額反映)

- ブラックスタート電源は、2023年度までは調整力公募、2024年度以降はブラックスタート機能公募にて調達しております。
- 現行の収入の見通しの申請時点では、2023年度および2026年度分が金額未確定であったため、過去実績を基に算定いたしました。
- 今回、2023年度分については、2022年12月の落札電源決定に伴う契約締結により金額が確定し、2026年度分については、2023年2月の容量市場の約定結果確定に伴い、契約金額が確定したため、現行の収入の見通しとの乖離額 +0.5億円について、期中調整項目として申請いたします。

◆ブラックスタートとは

- ブラックアウト(大規模停電)の状態から、外部電源より発電された電気を受電することなく、停電解消のための発電を行うこと。
- ブラックスタート電源は、所内電源によって起動することが可能であり、一般送配電事業者は、当該機能の維持に必要な固定費を支払う。



(単位: 億円/5年)

費用区分	今回申請	現行	増減
制御不能費用	4	3	+0.5
(再掲: 2023年度分)	(0.7)	(0.7)	(+0.1)
(再掲: 2026年度分)	(1.2)	(0.8)	(+0.4)

③容量拠出金（2026年度オークション結果反映）

- 容量拠出金とは、容量市場において将来の供給力を確保するために小売電気事業者と一般送配電事業者が負担する費用であり、市場管理者である電力広域的運営推進機関を通して、発電事業者に支払われるものです。
- 現行の収入の見通しの申請時点では、2026年度の容量市場オークションの約定結果公表前であったため、想定単価に指標価格を引用して算定いたしました。
- 今回、2023年1月にオークションの約定結果が公表されたため、現行の収入の見通しとの乖離額▲13億円について、期中調整項目として申請いたします。

◆増減影響

区分	単位	2026年度		
		今回申請	現行	増減
想定単価	円/kW	5,832	※1 9,399	▲3,567
託送負担分 ※2	MW	358	358	-

※1：2024～25年度の指標価格(Net CONE)の平均  
(2024年度:9,425円/kW、2025年度:9,372円/kW)  
※2：「稀頻度リスク」対応分(H3需要の1%)の費用負担見直し影響は除く

(単位：億円/5年)

費用区分	今回申請	現行	増減
制御不能費用	21	34	▲13

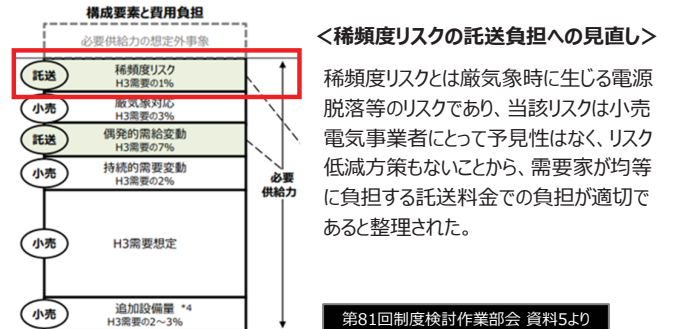
④容量拠出金（稀頻度リスク負担見直し）

- 容量市場の必要供給力と費用負担について、これまで小売負担とされていた「稀頻度リスク」対応分が託送負担に見直されました。
- 今回の見直しに伴い発生する、現行の収入の見通しとの乖離額+10億円について、期中調整項目として申請いたします。

◆増減影響

項目	単位	2024	2025	2026※2	2027	合計
想定単価	円/kW	14,137	3,495	5,832	9,399	
H3需要※1	MW	4,910	4,960	5,120	5,110	
稀頻度リスク分	%	-	+1%	+1%	+1%	
増加影響	億円	-	+2	+3	+5	+10

※1：各月最大3日平均電力  
※2：オークション約定結果反映



第81回制度検討作業部会 資料5より

(単位：億円/5年)

費用区分	今回申請	現行	増減
制御不能費用	10	-	+10

申請項目の概要

⑤追加kW・kWh確保費用（2022年度精算額反映）

- 当社は、電力・ガス基本政策小委員会での議論内容等に基づき、2022年度の夏季および冬季の高需要期においても、電力を安定的に供給するために一時的な追加供給対策として、追加kW・追加kWhの公募を実施いたしました。
- 現行の収入の見通しの申請時点では、精算額が確定していなかったため織り込むことができませんでしたが、公募結果に基づく精算額の確定に伴い、現行の収入の見通しとの乖離額+34億円について、期中調整項目として申請いたします。

◆公募結果に基づく精算額 (億円)

区分	2022年度		
	夏季	冬季	合計
kW	2	6	8
kWh	4	23	27
合計	6	29	34

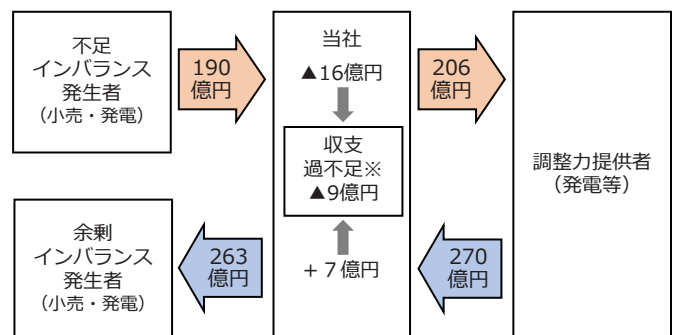
(単位：億円/5年)

費用区分	今回申請	現行	増減
制御不能費用	34	-	+34

⑥インバランス収支過不足 (2022年度過不足額反映)

- 一般送配電事業者は、発電事業者や小売電気事業者が発生させたインバランス（計画と実績の差）について、予め調達した調整力を用いて調整しており、これに係る収入・費用を合計したものがインバランス収支です。
- 現行の収入の見通しの申請以降に、2022年度のインバランス収支における過不足額が確定し、▲9億円の収支過不足となったことから、これを期中調整項目として申請いたします。

◆2022年度インバランス収支（概要図）



※ 追加kW・kWh確保費用34億円を除く  
インバランス収支に係る貸倒損0.2億円を含む

(単位：億円/5年)

費用区分	今回申請	現行	増減
制御不能費用	9	-	+9

⑦最終保障供給損益（2022年度実績反映）

- 最終保障供給とは、お客さまがどの小売電気事業者とも契約に至らなかった場合に、セーフティネットとして一般送配電事業者が一時的に供給を担う制度です。
- ロシアによるウクライナ侵攻などの影響による燃料価格高騰に伴い、小売電気事業者の事業撤退や新規受付停止などにより、2022年3月頃から最終保障供給が急増し、現時点でも一部のお客さまには、最終保障供給制度による供給を行っております。
- 最終保障供給の累積収支額は、現行の収入の見通しの申請時点で、実績が確定している2022年3月～2022年9月分を算入いたしました。
- 今回、2022年10月～2023年3月にも最終保障供給が発生したため、現行の収入の見通しとの乖離額▲8億円について、期中調整項目として申請いたします。

◆収支実績 (億円)

期間	今回申請			現行			増減
	収益	費用	損益	収益	費用	損益	
2022年3月～2022年9月	42	57	▲15	42	57	▲15	-
2022年10月～2023年3月	43	35	+8	-	-	-	+8
合計	85	92	▲7	42	57	▲15	+8

※最終保障供給損益は制御不能費用に整理されており、これにより発生する損益は託送料金で回収(マイナスの場合)又は還元(プラスの場合)することとされている。

(単位：億円/5年)

費用区分	今回申請	現行	増減
制御不能費用	7	15	▲8

未来へ、めぐらせる。



北陸電力送配電