

北陸電力送配電株式会社 事業計画（2023-2027年度）変更箇所説明書

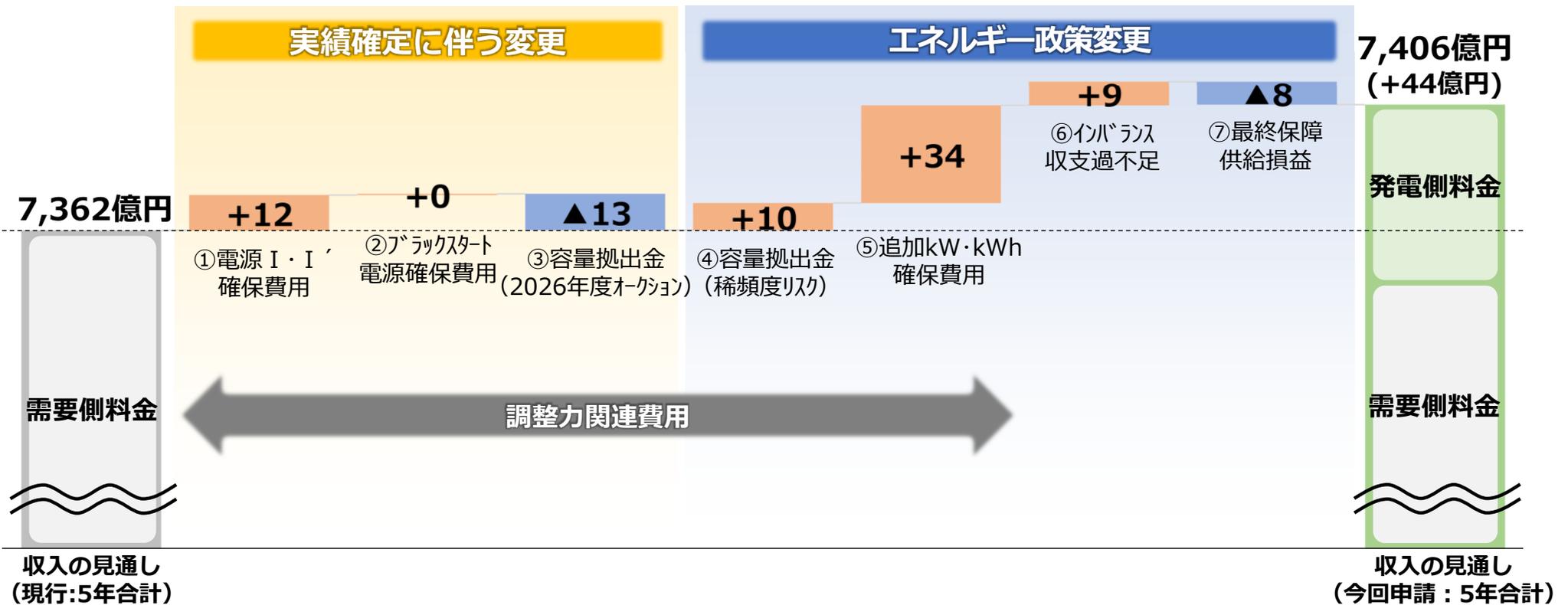
2023年9月29日
北陸電力送配電株式会社

1. 変更概要

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)[※]となります。

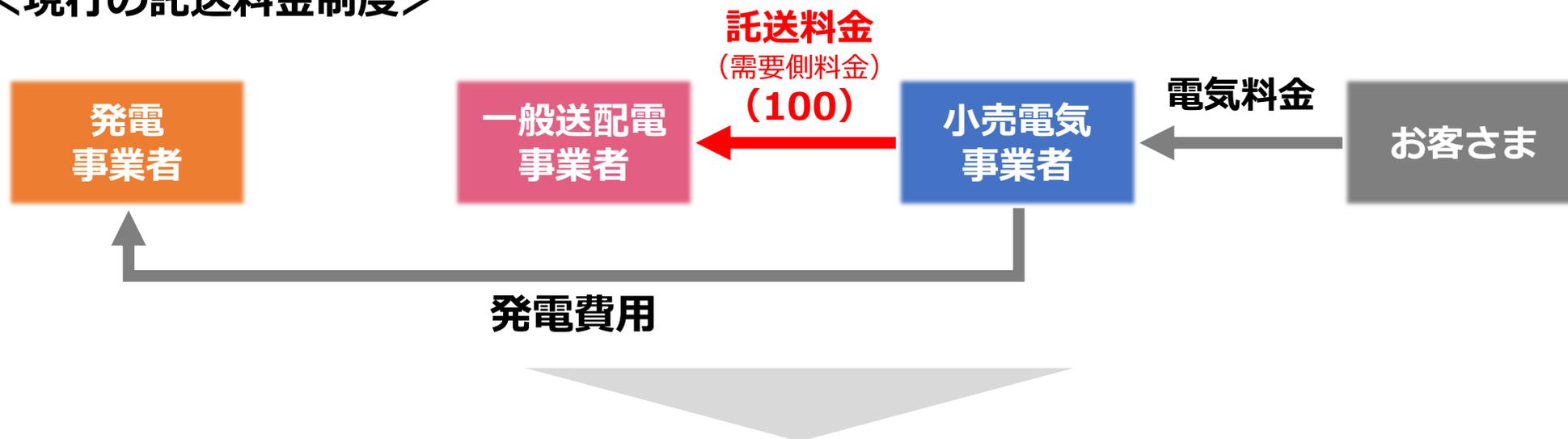
※ 今回申請する収入の見通し(7,406億円)は、今後改正される関連省令に基づき発電側および需要側に配分いたします。
 なお、変動額44億円は、2024～2027年度の4年間の託送料金に反映(+11億円/年)する予定です。



(参考) 発電側課金の概要

- 発電側課金は、システム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、
発電側課金としてシステムを利用する発電事業者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>



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		
		今回申請	現行	増減
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		
		今回申請	現行	増減
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)

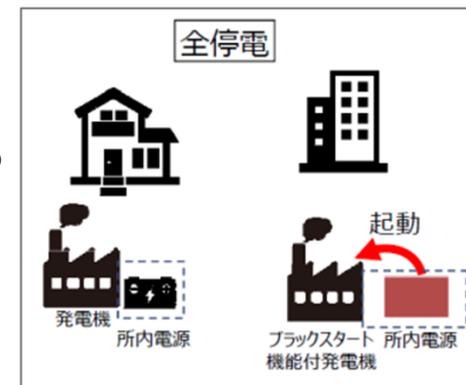
費用区分	今回申請	現行	増減
事後検証費用	78	65	+12

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。



◆増減影響

(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

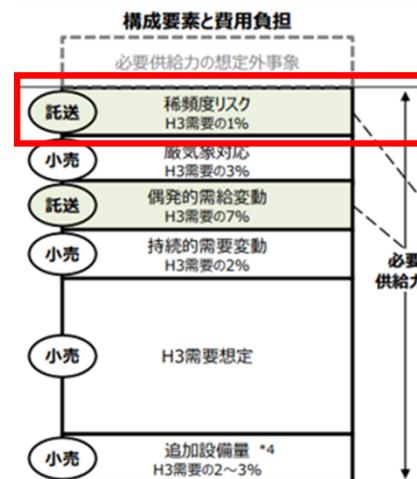
④容量拠出金（稀頻度リスク負担見直し）

- 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



<稀頻度リスクの託送負担への見直し>

稀頻度リスクとは厳気象時に生じる電源脱落等のリスクであり、当該リスクは小売電気事業者にとって予見性はなく、リスク低減方策もないことから、需要家が均等に負担する託送料金での負担が適切であると整理された。

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

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

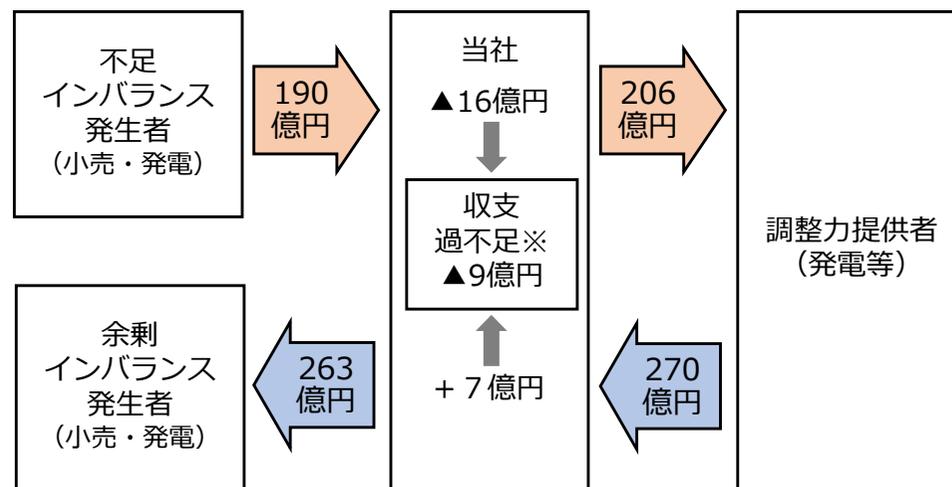
(単位：億円/5年)

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

2. 変更箇所

4. 前提計画

4-4. 調整力量の見通し P37

5. 事業収入全体見通し

5-1. 収入の見通し(現行)との比較 P39

5-3. 年度推移 P41

6. 事業計画(費用)

6-4. 制御不能費用・事後検証費用 P48

(参考) 調整力費用等の見直し P49

(参考) 調整力費用等の算定方法 P50

<別冊> 事業計画(費用および投資)の詳細

1. 前提計画(調整力量の見通し) P164

2. 事業収入全体見通し(概要) P165

2. 事業収入全体見通し(年度推移) P166

3. 事業計画(費用) – 制御不能費用(2/4) P178

3. 事業計画(費用) – 制御不能費用(4/4) P180

3. 事業計画(費用) – 事後検証費用(1/2) P181

3. 事業計画(費用) – 事後検証費用(2/2) P182

<用語解説>

R C 前 原 価 : レベニューキャップ制度導入前の原価(原価算定期間: 2016~2018年度)

収入の見通し(現行) : レベニューキャップ制度導入に伴い2022年12月に経済産業大臣より承認を受けた収入の見通し(第1規制期間: 2023~2027年度)

収入の見通し(今回申請) : 今回申請(2023年9月29日)を行った収入の見通し(第1規制期間: 2023~2027年度)

過 去 実 績 : 2017~2021年度実績

4-4.調整力量の見通し

事業計画該当箇所：P37

- 公募結果に基づく契約締結および容量拠出金の見直しによる影響を反映した結果、当社が確保すべき調整力の必要量は、以下のとおりとなります。

<必要量の見通し>

			2023	2024	2025	2026	2027	算定根拠
電源 I	MW		360					エリアH3需要の7%
電源 I'	MW	今回申請	109					エリアH3需要の3%
		現行	154					<変更理由> 公募結果確定（落札電源確定）によるもの
需給調整市場 （一次～三次①）	百万 ΔkW・h		262	2,911	2,911	2,911	2,920	2023は三次①必要量 2024以降は一次～三次①必要量（複合約定量）
ブラックスタート	箇所		2	2	2	2	2	復旧時間等を踏まえた必要量
容量拠出金負担分	MW	今回申請		295	397	410	409	2024はエリアH3需要の6% 2025以降はエリアH3需要の7%
		現行		295	347	358	358	<変更理由> 稀頻度リスク対応分（H3需要の1%）が託送負担へ見直しとなったことによるもの

<調達方法（公募・市場）の変遷>

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
電源 I・I'（固定費）	調整力公募（エリア内公募）										
電源 II（可変費）	調整力公募（エリア内公募）										
ブラックスタート	調整力公募（エリア内公募）								BS公募（エリア内公募）		
需給調整市場 （一次～三次①）							需給調整市場（三次①）				
							需給調整市場（一次～二次）				
容量市場							容量市場				

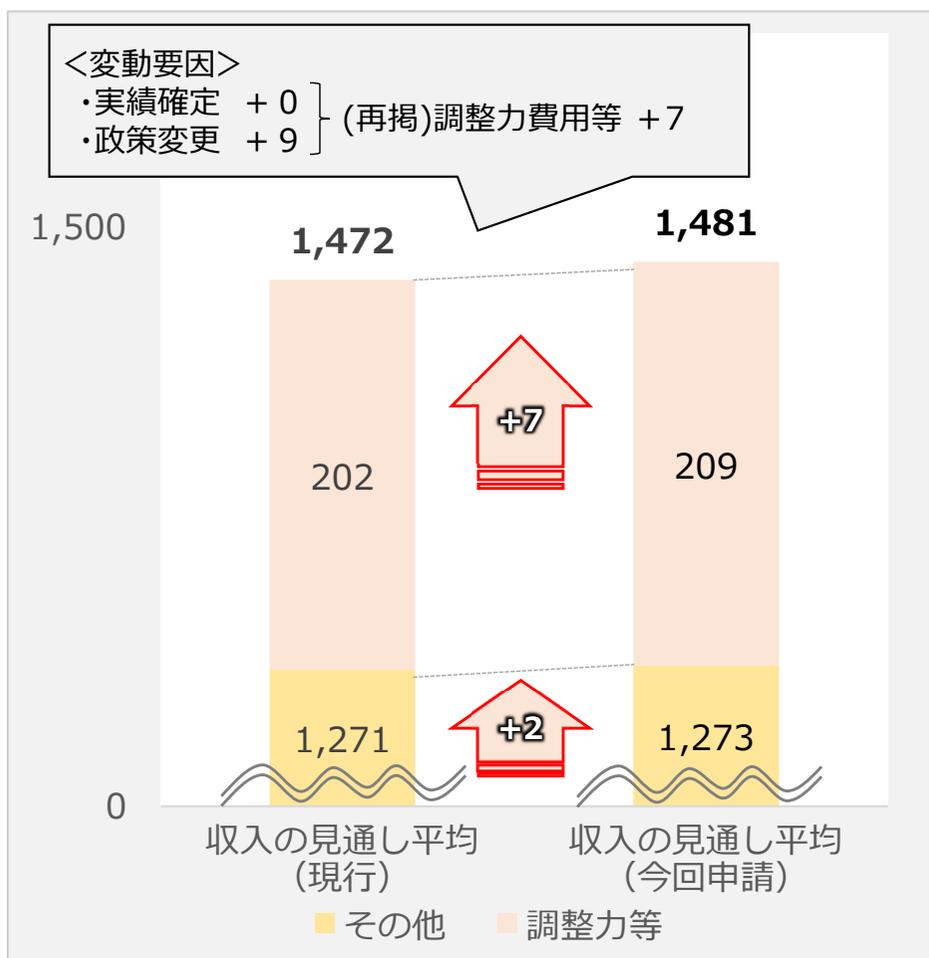
5-1. 収入の見通し(現行) との比較 (収入の見通し全体)

事業計画該当箇所：P39

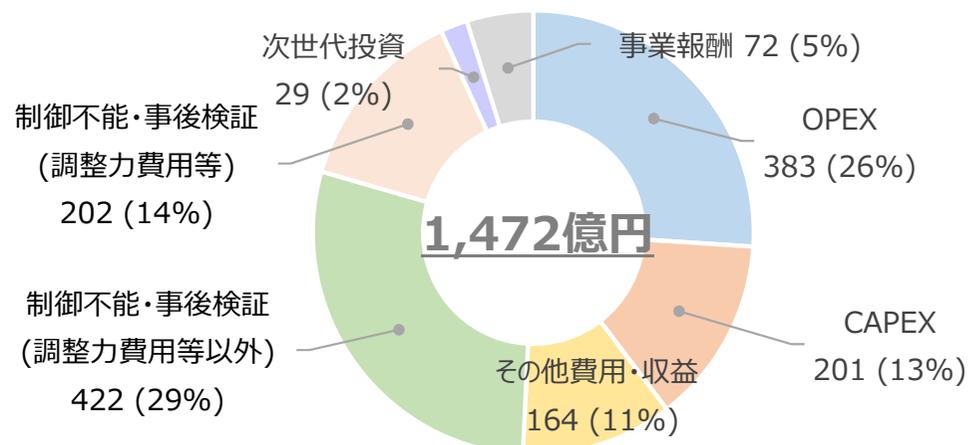
- 2022年12月に承認を受けた現行の収入の見通しについて、実績確定やエネルギー政策の変更に伴う現行の収入の見通しとの乖離について、今回の託送料金単価の改定にあわせて、収入の見通しの変更を申請いたします。これにより、収入の見通しは現行から9億円増加※し、1,481億円(5年平均)となります。

※今回の変更による増加分(44億円)は2024~2027年度の4年間で調整するため、年間の影響額は11億円(4年平均)となります。

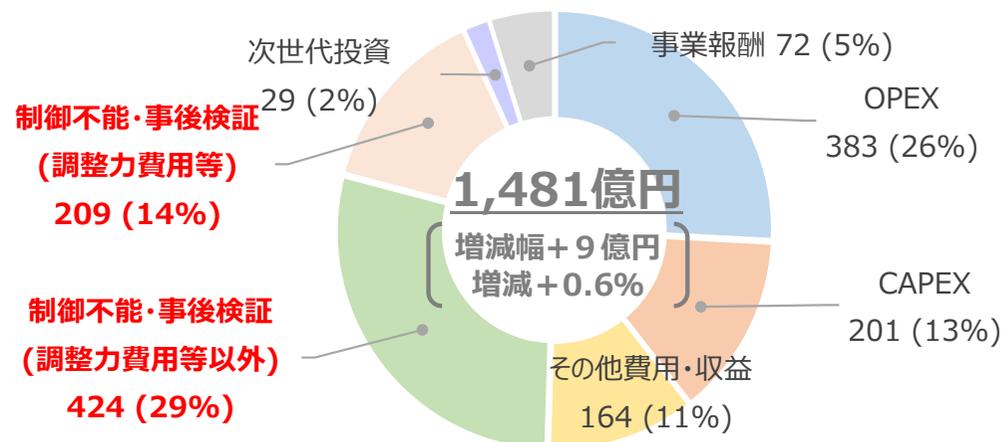
収入の見通し(現行)との比較



収入の見通し(現行) 内訳

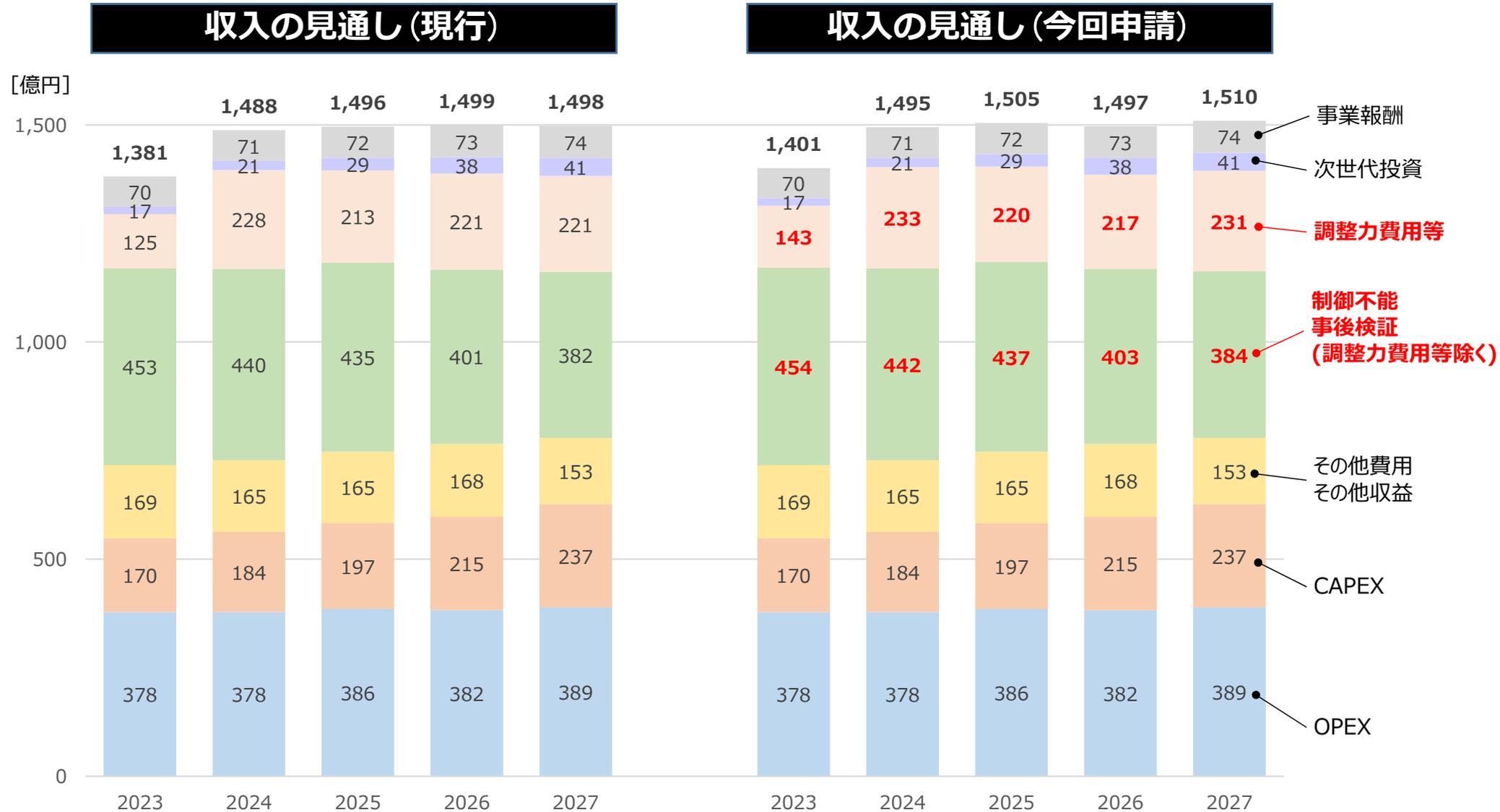


収入の見通し(今回申請) 内訳



5-3.年度推移

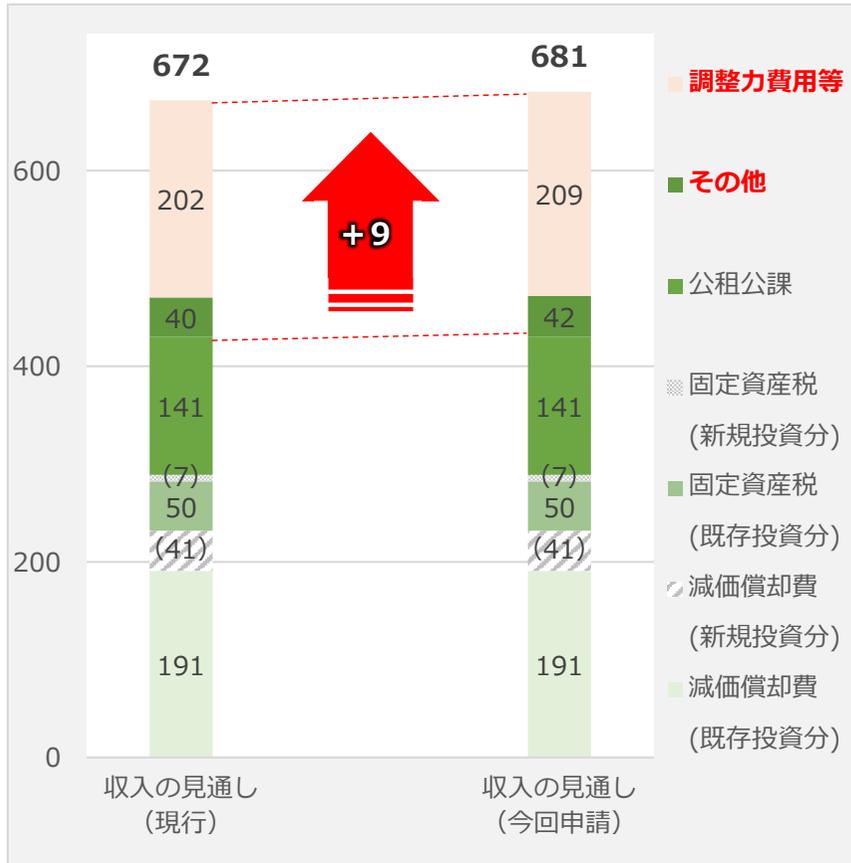
- 2022年12月に承認を受けた現行の収入の見通しについて、承認以降の実績確定やエネルギー政策の変更に伴う現行の収入の見通しとの乖離を調整するため、調整力費用等を含む制御不能費用と事後検証費用が増加いたします。



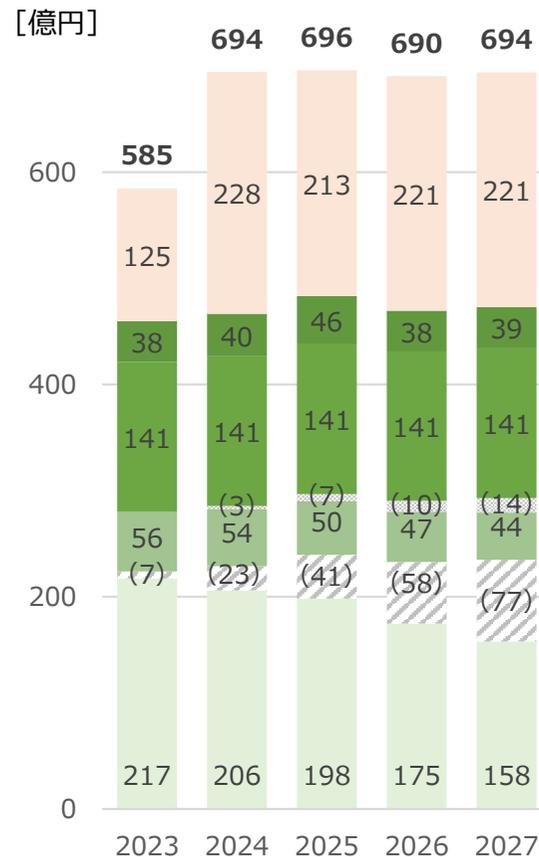
6-4.制御不能費用・事後検証費用

- 2022年度の夏季および冬季の追加kW・kWhの公募結果や容量市場の必要供給力と費用負担について「稀頻度リスク」対応分が託送負担に見直しされるなど、実績確定やエネルギー政策の変更に伴う収入の見通し(現行)との乖離を反映した結果、制御不能費用・事後検証費用は収入の見通し(現行)と比べ9億円増の681億円となりました。

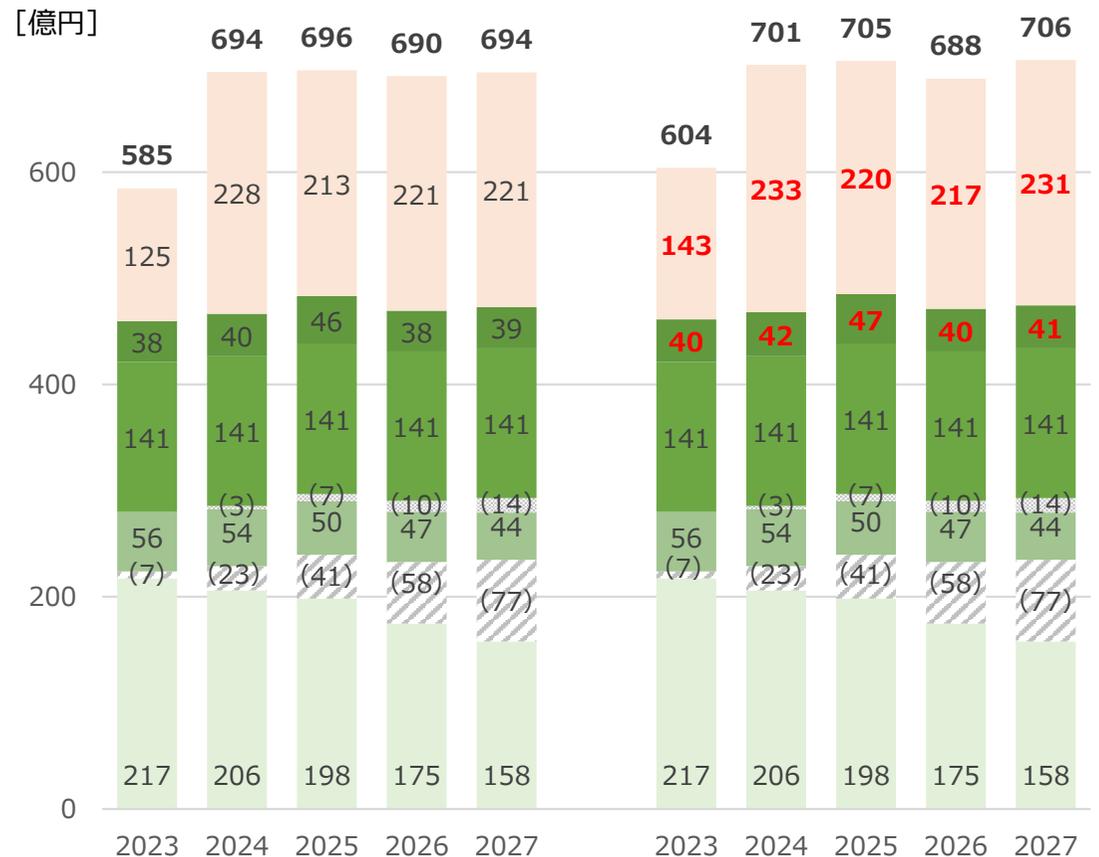
収入の見通し(現行)対比の増減



収入の見通し(現行)



収入の見通し(今回申請)

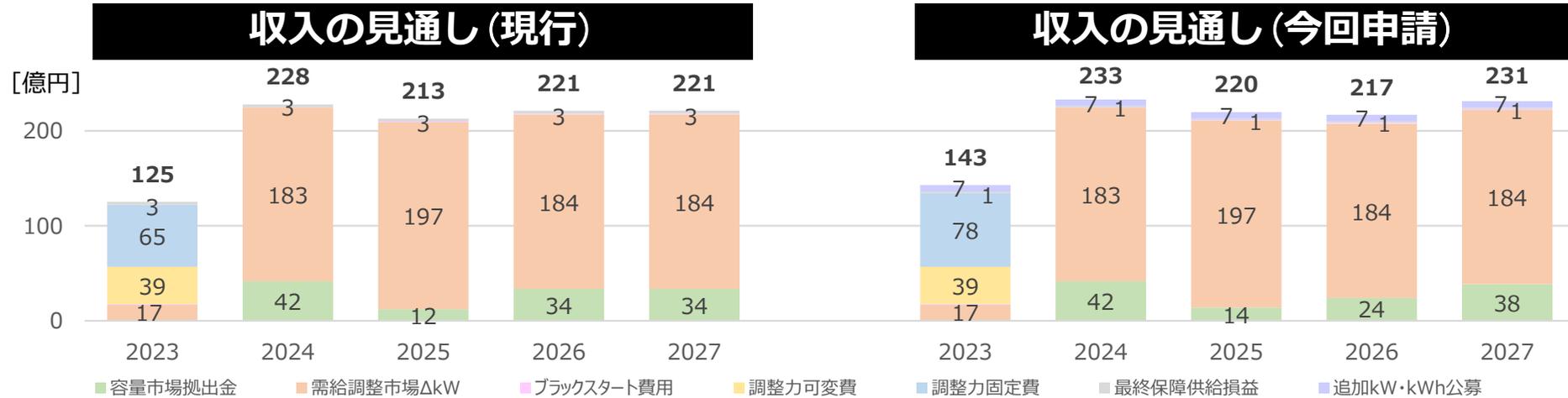


(注) 減価償却費と固定資産税の「新規投資分」は、査定区分上はCAPEXに整理されるものの、過去実績対比のために参考として()で記載
 公租公課は、雑税、電源開発促進税、事業税、法人税等
 その他は、退職給与金(数理差異償却)、PCB処理費用、賃借料(占有関係賃借料等)、諸費(受益者負担金、広域機関会費、災害等扶助拠出金)、貸倒損、振替損失調整額、賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当金、インバランス収支過不足、託送料(連系線増強等)、事業者間精算費、補償費、災害復旧費用、使用済燃料再処理等既発電費・使用済燃料再処理等既発電費支払契約締結分

(参考) 調整力費用等の見直し

- 調整力費用等は公募結果に基づく契約締結および容量拠出金の見直し等による影響を反映した結果、収入の見直し（現行）と比べて7億円増の209億円となります。

<調整力費用の推移>



<収入の見直し（現行）と収入の見直し（今回申請）の平均比較>

(億円)

		収入の見直し (現行)	収入の見直し (今回申請)	増減	主な増減要因
事後 検証 費用	調整力固定費	13	16	+ 2	・ 2023年度契約額の反映による増
	調整力可変費	8	8	-	
	需給調整市場	153	153	-	
制御 不能 費用	容量拠出金	24	24	▲ 1	・ 2026年度オークション約定結果の反映による減 ・ 2025～27年度稀頻度リスク対応分の託送負担への見直しによる増
	ブラックスタート	1	1	+ 0	・ 2023年度および2026年度契約額の反映による増
	最終保障供給損益	3	1	▲ 2	・ 2022年10月～2023年3月実績の反映による減
	追加kW・kWh	-	7	+ 7	・ 2022年度公募結果に基づく精算額の反映による増
計		202	209	+ 7	

(参考) 調整力費用等の算定方法

事業計画該当箇所：P50

- 調整力費用等は公募結果に基づく契約締結および容量拠出金の見直し等による影響を反映した結果、収入の見通し（現行）と比べ36億円/5年 増の1,044億円/5年となります。

(億円/5年)

		収入の見通し (現行)	収入の見通し (今回申請)	増減	変更点
事後 検証 費用	調整力固定費	65	78	+12	<現行> 2022年度までの過去の実績単価等を基に算定 <今回申請> 2023年度契約額を反映
	調整力可変費	39	39	-	(変更なし)
	需給調整市場 一次～三次①	764	764	-	(変更なし)
制御 不能 費用	容量拠出金	121	118	▲ 3	<現行> 量 : 2024年度はH3需要の6%、2025年度以降はH3需要の7% 単価 : 2024～25年度は約定価格、2026～27年度は2024～25年度指標価格 (Net CONE)平均 <今回申請> 量 : 2025年度以降はH3需要の8%に変更 (稀頻度リスク分反映) 単価 : 2026年度のオークション約定結果を反映
	ブラックスタート	3	4	+ 0	<現行> 2023年度は調整力公募約定結果、2024～25年度はブラックスタート公募約定 結果、2026～27年度は2025年度の約定結果を引用 <今回申請> 2023年度および2026年度契約額を反映
	最終保障供給 損益	15	7	▲ 8	<現行> 過去5か年実績、および2022年3～9月までの調整額を基に算定 <今回申請> 調整額に2022年10月～2023年3月実績を反映
	追加kW・kWh	-	34	+ 34	<現行> 織込みなし <今回申請> 2022年度の公募結果に基づく精算額を反映
計		1,008	1,044	+ 36	

収入の見通し（現行）

		2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	5か年計
電源 I	MW	360					360
電源 I'	MW	154					154
需給調整市場（一次～三次①）	百万ΔkW・h	262	2,911	2,911	2,911	2,920	11,913
ブラックスタート	箇所	2	2	2	2	2	10

容量拠出金負担分	MW		295	347	358	358	1,358
----------	----	--	-----	-----	-----	-----	-------

収入の見通し（今回申請）

		2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	5か年計
電源 I	MW	360					360
電源 I'	MW	109					109
需給調整市場（一次～三次①）	百万ΔkW・h	262	2,911	2,911	2,911	2,920	11,913
ブラックスタート	箇所	2	2	2	2	2	10

容量拠出金負担分	MW		295	397	410	409	1,510
----------	----	--	-----	------------	------------	------------	--------------

収入の見通し（現行）

収入の見通し（今回申請）

（億円）

		5か年計	平均	5か年計	平均
	OPEX	1,914	383	1,914	383
	CAPEX	1,004	201	1,004	201
	次世代投資	146	29	146	29
	その他費用	1,115	223	1,115	223
	離島供給費用	6	1	6	1
	離島供給収益	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0
	その他収益	▲ 296	▲ 59	▲ 296	▲ 59
	制御不能費用	2,178	436	2,210	442
	事後検証費用	941	188	954	191
	小計	7,002	1,400	7,047	1,409
事業報酬	359	72	359	72	
追加事業報酬	1	0	1	0	
合計	7,362	1,472	7,406	1,481	

収入の見通し(現行)

収入の見通し(今回申請)

(億円)

	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	5か年計	平均	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	5か年計	平均
OPEX	378	378	386	382	389	1,914	383	378	378	386	382	389	1,914	383
CAPEX	170	184	197	215	237	1,004	201	170	184	197	215	237	1,004	201
次世代投資	17	21	29	38	41	146	29	17	21	29	38	41	146	29
その他費用	228	225	223	227	212	1,115	223	228	225	223	227	212	1,115	223
離島供給費用	1	1	1	1	2	6	1	1	1	1	1	2	6	1
離島供給収益	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0
その他収益	▲ 59	▲ 60	▲ 59	▲ 59	▲ 59	▲ 296	▲ 59	▲ 59	▲ 60	▲ 59	▲ 59	▲ 59	▲ 296	▲ 59
制御不能費用	443	471	431	426	407	2,178	436	450	478	440	424	418	2,210	442
事後検証費用	135	197	217	196	197	941	188	147	197	217	196	197	954	191
小計	1,312	1,417	1,424	1,426	1,424	7,002	1,400	1,331	1,424	1,433	1,424	1,436	7,047	1,409
事業報酬	69	71	72	73	74	359	72	69	71	72	73	74	359	72
追加事業報酬	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0
合計	1,381	1,488	1,496	1,499	1,498	7,362	1,472	1,401	1,495	1,505	1,497	1,510	7,406	1,481

収入の見通し(現行)

収入の見通し(今回申請)

(億円)

	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	平均 ①	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	平均 ①
調整力費用等※1	4	45	16	38	37	28	9	50	23	33	48	33
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
振替損失調整額	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
減価償却費 (既存分)	217	206	198	175	158	191	217	206	198	175	158	191
再給電に要する費用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
今後発生する 政策関連費目	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
賠償負担金相当金	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
廃炉円滑化負担金 相当金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
インバランス 収支過不足	▲ 12	▲ 12	▲ 12	▲ 12	▲ 12	▲ 12	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 10
制御不能費用計	443	471	431	426	407	436	450	478	440	424	418	442

使用済燃料再処理等既発電費・同支払契約締結分(以下、BE過去分費用)

BE過去分費用※2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	443	471	431	426	407	436	450	478	440	424	418	442

※1…容量拠出金、ブラックスタート電源確保費用、調相運転用の電源確保費用、最終保障供給損益、追加kW・kWh確保費用

※2…2021年度以降は発生しないため今回の申請値には含まれないものの、費用の性質を踏まえて制御不能費用の過去実績に整理

(億円)

	収入の見通し (現行)	収入の見通し (今回申請)	算定方法の変更点
調整力費用等	28	33	<p><現行></p> <ul style="list-style-type: none"> 容量拋出金およびブラックスタート確保費用は、約定結果を基に算定。 最終保障供給用電源確保費用は、過去実績および2022年3～9月までの調整額をを基に算定。 <p><今回申請></p> <ul style="list-style-type: none"> 容量拋出金は、2026年度の単価をオークション約定結果に変更。2025～27年度の必要量をH3需要の8%に変更（稀頻度リスク分反映）。 ブラックスタート確保費用は、2023年度および2026年度契約額を反映。 最終保障供給損益は、2022年10月～2023年3月の実績を反映。 2022年度の追加kW・kWh公募結果に基づく精算額を反映。
貸倒損	0	0	(変更なし)
振替損失調整額	2	2	(変更なし)
減価償却費（既存分）	191	191	(変更なし)
再給電に要する費用	-	-	(該当なし)
今後発生する 政策関連費目	-	-	
賠償負担金相当金	12	12	(変更なし)
廃炉円滑化負担金 相当金	0	0	
インバランス収支 過不足	▲12	▲10	<p><現行></p> <ul style="list-style-type: none"> 2016～2021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織込み。 <p><今回申請></p> <ul style="list-style-type: none"> 2022年度のインバランス収支過不足を反映。

収入の見通し(現行)

収入の見通し(今回申請)

(億円)

		2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	平均 ①	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	平均 ②
託送料※1		6	6	6	5	5	6	6	6	6	5	5	6
事業者間精算費		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
補償費		4	5	11	4	4	6	4	5	11	4	4	6
災害復旧費用		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
発電抑制に要する費用※2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
調整力 費用※3	固定費	65	-	-	-	-	13	78	-	-	-	-	16
	可変費	39	-	-	-	-	8	39	-	-	-	-	8
	一次～三次① 調整力	17	183	197	184	184	153	17	183	197	184	184	153
	その他	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	調整力計	121	183	197	184	184	174	134	183	197	184	184	176
事後検証費用計		135	197	217	196	197	188	147	197	217	196	197	191

※1…連系線の増強等に係る費用に限る

※2…送配電線 1 回線、変圧器 1 台又は発電機 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用

※3…制御不能費用に整理されるものを除く

(億円)

		収入の見通し (現行)	収入の見通し (今回申請)	算定方法の変更点
託送料		6	6	(変更なし)
事業者間精算費		3	3	(変更なし)
補償費		6	6	(変更なし)
災害復旧費用		-	-	(該当なし)
発電抑制に 要する費用		0	0	(変更なし)
調整力 費用	固定費	13	16	<p><現行> 量：電源 I はH3需要の7%、電源 I' はH3需要の3%。 単価：電源 I は2018～21年度実績と2022年度公募約定結果を基に算定。 電源 I' は2020～21年度実績と2022年度公募約定結果を基に算定。</p> <p><今回申請> ・ 2023年度契約額を反映。</p>
	可変費	8	8	(変更なし)
	一次～三次 ①調整力	153	153	(変更なし)
	その他	-	-	(該当なし)