



中部電力パワーグリッド

中部電力パワーグリッド株式会社 事業計画（変更の概要）2023-2027

2023年9月

はじめに（事業計画一部変更の理由）

- 当社は、第1規制期間（2023年度から2027年度まで）における収入の見通しについて、5年合計3兆1,593億円（5年平均で6,319億円）で、昨年12月23日に経済産業大臣の承認を受けました。
- その後、資源エネルギー庁の審議会において、容量拠出金の費用負担見直しが議論され、従来は「小売負担」とされていた稀頻度リスク対応分（H3需要の1%）を加えたH3需要の8%kW分（+1%kW分）が託送負担と整理（見直し）されました。
- また、2022年度夏季及び冬季において需給ひっ迫を回避するために実施した追加的な供給力（kW）及び電力量（kWh）の公募、2022年度の最終保障供給取引収支やインバランス収支について、今般、実績が確定しました。
- 今回、こうした供給力確保のためのエネルギー政策の変更等に伴う想定費用の増加について、2024年度からの発電側課金導入に伴って託送料金単価を改定するタイミングに合わせて、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、第1規制期間の収入の見通しに反映する変更（期中調整）承認申請を行いました。
- なお、調整力費用（制御不能費用等）の一部について、オークションや公募等の結果、費用の減少が見込まれるため、いずれ事後的に調整されることなども勘案して今回収入の見通しに反映し、利用者のみなさまのご負担を抑制・平準化いたします。
- これにより、第1規制期間における収入の見通しは、5年合計で13億円（年平均3億円）増加し、5年合計3兆1,605億円（5年平均で6,321億円）となりますが、当社といたしましては、安定供給、再エネ導入拡大、レジリエンス強化等を図るために必要な投資を効率的かつ計画的に実施しながら、引き続き、さらなる効率化に取り組むことで、託送料金の上昇抑制に努めてまいりますので、何卒、ご理解賜りますようお願い申し上げます。

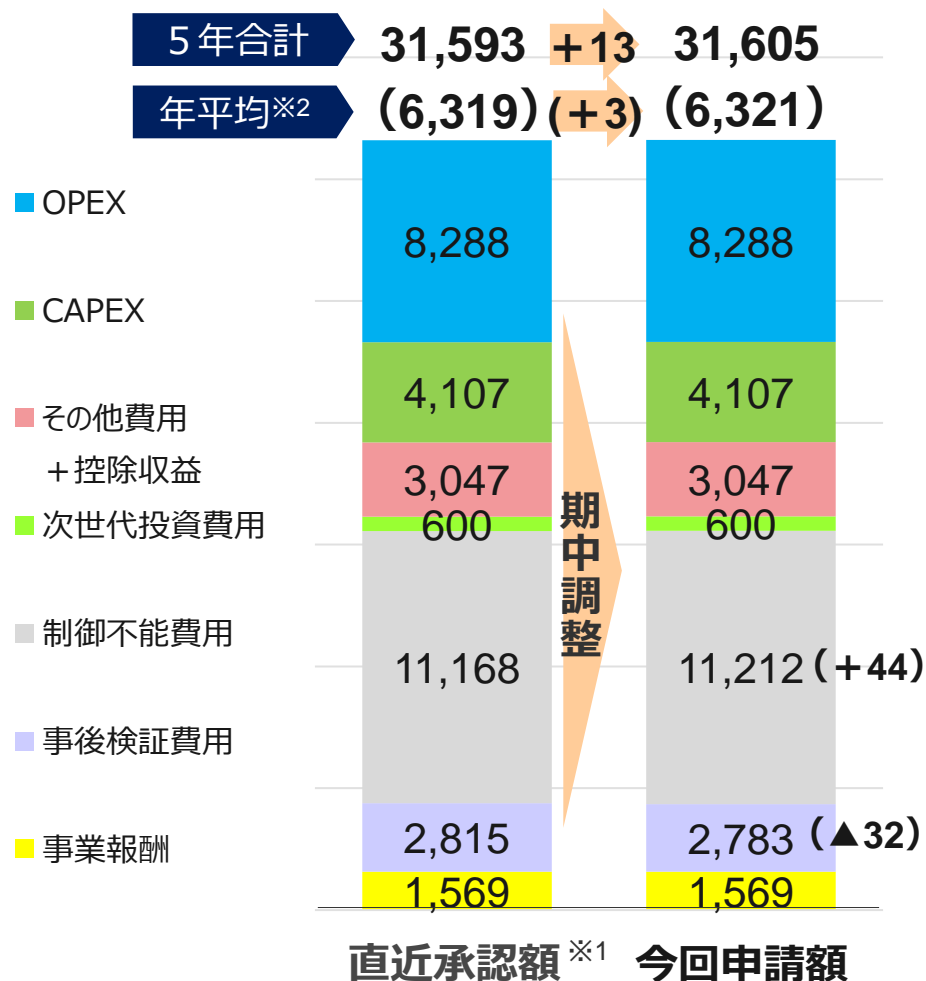
事業収入全体見通しの変更

- 今回申請した**第一規制期間（2023～2027年度）合計の収入の見通し**は、直近で承認を受けた収入の見通し※1から**13億円（年平均で3億円）増加し、3兆1,605億円**となっております。

今回申請額と直近承認額との比較

(単位：億円)

期中調整額



収入見通しの変更（全体）

(単位：億円（5年合計）)

	直近承認額※1	今回申請額 (変更申請額)	期中調整額 (増減額)
	A	B	B-A
OPEX	8,288	8,288	—
CAPEX	4,107	4,107	—
次世代投資	600	600	—
その他費用 + 控除収益	3,047	3,047	—
制御不能費用	11,168	11,212	+44
事後検証費用	2,815	2,783	▲32
事業報酬	1,569	1,569	—
収入の見通し	31,593 (6,319)	31,605 (6,321)	+13 (+3)

(注1) 金額は第一規制期間（2023～2027年度）の合計額

(注2) 収入見通しの欄の下段（ ）内の金額は第一規制期間（2023～2027年度）の5年平均額

(注3) 端数処理の関係で合計が合わない場合がある（以下、同様）

※1 2022年12月23日付はで経済産業大臣に承認された額

※2 第一規制期間（2023～2027年度）の5年平均額

- 今回申請した第一規制期間（2023～2027年度）合計の収入の見通しは、直近で承認を受けた収入の見通し※1に、以下の内容・金額を追加し、変更しております。

※1 2022年12月23日付で経済産業大臣に承認された額

区分	期中調整項目	期中調整の概要	期中調整額 (億円)		期中調整申請の理由	費用区分 内訳
供給力確保 のための エネルギー政策 の変更等による 費用増	容量市場拠出金 (稀頻度リスク対応分)	容量市場での供給力調達の 在り方見直しに伴う託送負担 見直し内容※を反映 ※ H3需要の7%kw→H3需要の 8%kW (+1%kW)	+46	+97	<ul style="list-style-type: none"> 安定供給のための供給力確保を目的としたエネルギー政策の変更等により生じた費用（昨年の申請時点では反映できなかった費用で、2022年度実績として確定したものを含む）であり、託送料金の平準化や受益と負担の公平性の観点から、早期の反映が望ましいと考え、今回期中調整を申請しました 	制御不能 (+44)
	追加供給力公募費用	2022年度夏季・冬季の追加供給力確保（kW・kWh公募）に要した費用を反映	+156			
	最終保障供給取引損益	2022年度最終保障供給の収支額（2022年10月～2023年3月）を反映	▲109			
	インバランス収支過不足額	2022年度インバランス収支結果を反映	+3			
公募結果等 による 費用減	容量市場拠出金 (2026年度向け)	2026年度向け容量市場メインオークション約定結果を反映	▲61	▲84	<ul style="list-style-type: none"> 調整力費用（制御不能費用等）の一部について、オークションや公募結果の確定等に伴い想定値と実績値に乖離（費用減）が生じており、いずれ事後的に調整されることも勘案して、利用者のご負担を抑制・平準化する観点から、今回期中調整を申請しました。 	事後検証 (▲32)
	ブラックスタート機能確保費用 (2026年度向け)	2026年度向けブラックスタート機能公募の結果を反映	+9			
	電源 I 及び I' 確保費用 (2023年度向け)	2023年度向け電源 I 及び I' 公募の結果を反映	▲32			
合計			+13		(年平均+3億円)	(+13)

(注) 金額は5年合計の金額

事業収入全体見通しの概要

収入見通し

本事業計画
p.41

(単位：億円)

	直近承認額※ (2023～2027)		今回申請額 (2023～2027)		期中調整額 (増減額)		増減理由等
	5年計	平均	5年計	平均	5年計	平均	
OPEX	8,288	1,658	8,288	1,658	—	—	
CAPEX	4,107	821	4,107	821	—	—	
その他費用	4,420	884	4,420	884	—	—	
次世代投資	600	120	600	120	—	—	
制御不能費用	11,168	2,234	11,212	2,242	+44	+9	<ul style="list-style-type: none"> 容量拋出金負担見直し(稀頻度リスク対応分) 追加kW・kWh公募費用(2022年度分) インバランス収支過不足(2022年度分) 最終保障供給損益(2022年10月から2023年3月分) 容量拋出金(2026年度オークション結果) ブラックスタート電源確保費用(2026年度公募結果)
事後検証費用	2,815	563	2,783	557	▲32	▲6	<ul style="list-style-type: none"> 電源I・I'公募費用(2023年度公募結果)
事業報酬	1,569	314	1,569	314	—	—	
控除収益	▲1,373	▲275	▲1,373	▲275	—	—	
計	31,593	6,319	31,605	6,321	+13	+3	収入不足(費用増)

※ 2022年12月23日付はで経済産業大臣に承認された額

その他費用計画の変更

(制御不能費用・事後検証費用の変動)

制御不能費用の変動

費用計画

本事業計画
p.140,141

(単位：億円)

(注) 金額は第一規制期間（2023～2027年度）の合計額

	直近承認額※1	今回申請額	期中調整額(増減額)	期中調整の主な内容等	
減価償却費(既存投資分)	4,412	4,412	—	—	
固定資産税(既存投資分)	1,159	1,159	—	—	
退職給与金(数理差異償却)	13	13	—	—	
PCB処理費用	—	—	—	—	
賃借料※2	553	553	—	—	
諸費※3	124	124	—	—	
貸倒損	2	2	—	—	
振替損失調整額	510	510	—	—	
インバランス収支過不足額	▲76	83	+159	2022年度の追加供給力公募費用(+156)	
公租公課	電源開発促進税	2,385	2,385	—	—
	事業税	387	387	—	—
	雑税	30	30	—	—
	法人税等	489	489	—	—
賠償負担金相当金	300	300	—	—	
廃炉円滑化負担金相当金	30	30	—	—	
調整力確保費用※4	698	691	▲7	容量市場における稀頻度リスク対応分(+46) 2026年度実需給分の容量市場オークション約定結果(▲61) 2026年度実需給分のブラックスタート機能公募結果(+9)	
最終保障供給取引損益(過去分)	152	44	▲109	2022年10月～2023年3月実績分	
制御不能費用計	11,168	11,212	+44	費用増	

※1 2022年12月23日付で経済産業大臣に承認された額

※2 法令や国のガイドラインに準じて単価が設定されるものに限る

※3 受益者負担金、広域機関会費、災害等扶助拠出金

※4 容量市場拠出金、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、最終保障供給に係る利益又は損失に限る

- **2022年度夏季及び冬季の高需要期**において、安定供給に最低限必要な予備率の状況や需給両面での不確実性・燃料調達リスクなどから、**需給ひっ迫を回避**するために、国の審議会における議論を踏まえて、**追加的に供給力（kW）及び電力量（kWh）の公募を実施**しました。
- 今回、実績が確定したことから、**公募費用156億円を収入の見通しに追加**しております。

2022年度夏季の電力需給見通し （厳気象H1需要に対する予備率）

	7月	8月	9月
北海道	21.4%	12.5%	23.3%
東北	3.1%	4.9%	6.1%
東京			
中部			
北陸			
関西			
中国	5.0%	4.9%	6.1%
四国			
九州	31.6%	34.3%	31.3%
沖縄			

2022年度冬季の電力需給見通し （厳気象H1需要に対する予備率）

	12月	1月	2月	3月
北海道	12.6%	6.0%	6.1%	12.3%
東北	7.8%	1.5%	1.6%	
東京		5.5%	1.9%	3.4%
中部				
北陸				
関西				
中国				
四国	45.4%	39.1%	40.8%	65.3%
九州				
沖縄				

2022年4月時点

供給力対策として公募（電源設備や燃料等の追加調達）を実施

2022年6月時点

	対象エリア	募集量	落札量	当社負担額※
kW公募	北海道・沖縄を除く8エリア	120万kW	135.7万kW	8億円
kWh公募	沖縄を除く9エリア	10億kWh	9.3億kWh	19億円

	対象エリア	募集量	落札量	当社負担額※
kW公募	西日本エリア（6エリア）	99万kW （最大190万kW）	185.6万kW	27億円
kWh公募	沖縄を除く9エリア	20億kWh （最大22億kWh）	18.6億kWh	101億円

※公募による調達額から市場へ応札し得られた収益等を差し引いたもの

+156億円

- **2022年度のインバランス収支過不足額（追加供給力公募費用を除く）** について、今回、実績が確定したことから、**収入不足額 3 億円を収入の見通しに追加**しております。

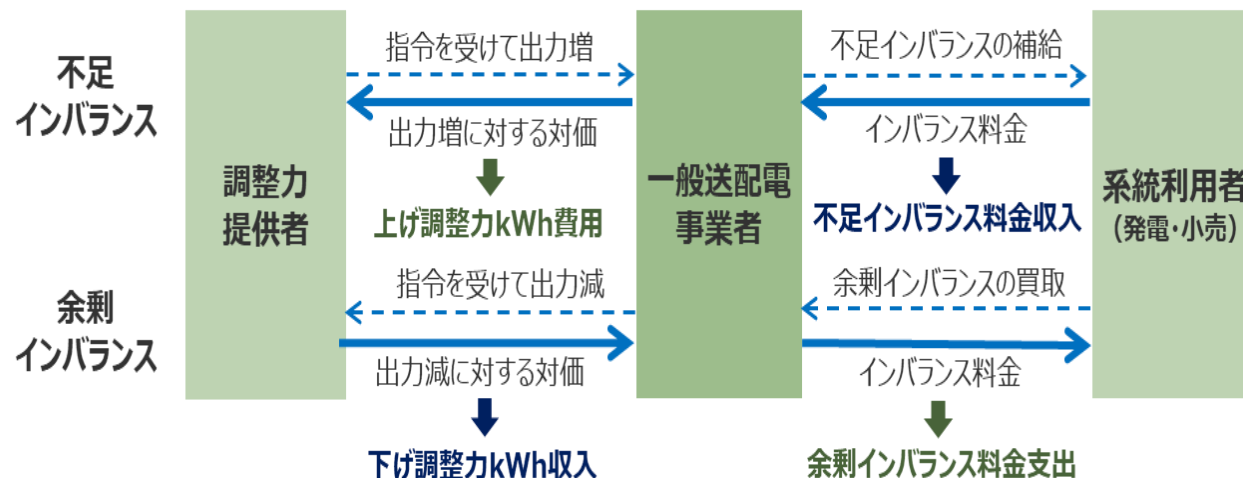
2022年度インバランス収支結果（追加供給力公募費用を除く）

（単位：億円）

費用		収益	
上げ調整力kWh費用等 （不足インバランス対応）	1,106	不足インバランス料金収入	724
余剰インバランス料金支出	1,023	下げ調整力kWh収入等 （余剰インバランス対応）	1,398
費用計 ②	2,130	収益計 ①	2,123
		損益 ③ = ① - ②	▲6
		インバランス債権に係る貸倒損引当・戻入 ④	▲3
		収支過不足額 ⑤ = ③ - ④	▲3

↓
**収入不足
（期中調整）**

（参考）インバランス取引のイメージ



- **容量拠出金（調整力費用）**の直近承認額における見積もりは、H3需要に対して偶発的需給変動の7%kW分を必要量として算出しておりますが、国の審議会において昨年の電力需給ひっ迫を踏まえて費用負担の在り方が見直され、**2025年度以降の「稀頻度リスク対応分（厳気象時に生じる電源脱落等のリスクに対応：H3需要×1%kW）」**については**従来の小売負担から託送負担に見直されたことから、増加費用46億円を収入の見通しに追加**しております。

■ 容量拠出金の見積もり

※指標価格 (2024年度:9,425円/kW、2025年度:9,372円/kW) の平均値

	2025年度			2026年度			2027年度		
	直近承認	今回申請	増減	直近承認	今回申請	増減	直近承認	今回申請	増減
必要量 [万kW]	171 H3需要×7%kW	196 H3需要×8%kW	+25 H3需要×1%kW	172 H3需要×7%kW	197 H3需要×8%kW	+25 H3需要×1%kW	171 H3需要×7%kW	196 H3需要×8%kW	+25 H3需要×1%kW
	約定価格 (円/kW) :		3,495	約定価格 (円/kW) :		5,832	指標価格 (円/kW) :		9,399*
	費用負担		+9億円			+14億円			+23億円
	直近承認	今回申請							
稀頻度リスク H3需要の1%	小売	託送							
厳気象対応 H3需要の3%	小売	小売							
偶発的需給変動 H3需要の7%	託送	託送							
持続的需給変動 H3需要の2%	小売	小売							
H3需要想定	小売	小売							
追加設備量 H3需要の2~3%	小売	小売							
			+46億円						

- **2026年度実需給向けの容量拠出金（調整力費用）**の直近承認額における見積もりは、容量市場の指標価格（NetCONE）（2024年度：9,425円/kW、2025年度：9,372円/kW）の平均値を用いて算出しておりますが、**2023年1月にメインオークション約定結果が公表**されたことから、当該結果に基づいて再算定を行い、**見積差額▲61億円を収入の見通しに追加**しております。

■ 容量市場拠出金の見積もり（稀頻度リスク対応分の変更影響は除く）

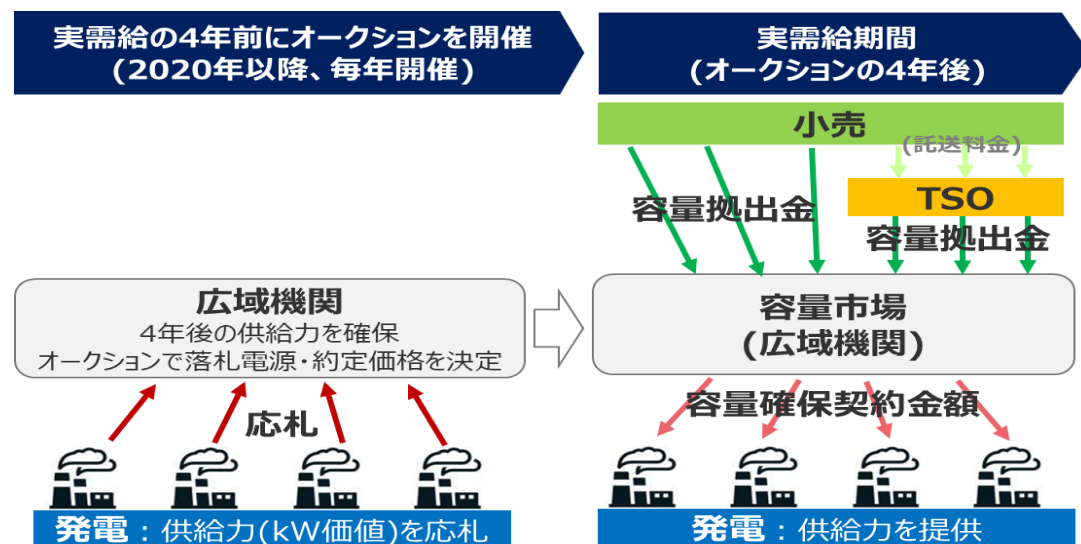
	2026年度		
	直近承認	今回申請	増減
必要量	172万kW	172万kW	—
約定価格	—	5,832円/kW	▲3,567円/kW
指標価格	9,399円/kW※	—	
見積額	162億円	100億円	▲61億円

※指標価格（2024年度:9,425円/kW、2025年度:9,372円/kW）の平均値

■ 容量市場のスケジュール

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
容量市場 メインオークション	2024年度 向け	2025年度 向け	2026年度 向け	2027年度 向け	2028年度 向け	2029年度 向け	2030年度 向け
					実需給	実需給	実需給

【容量市場のイメージ】



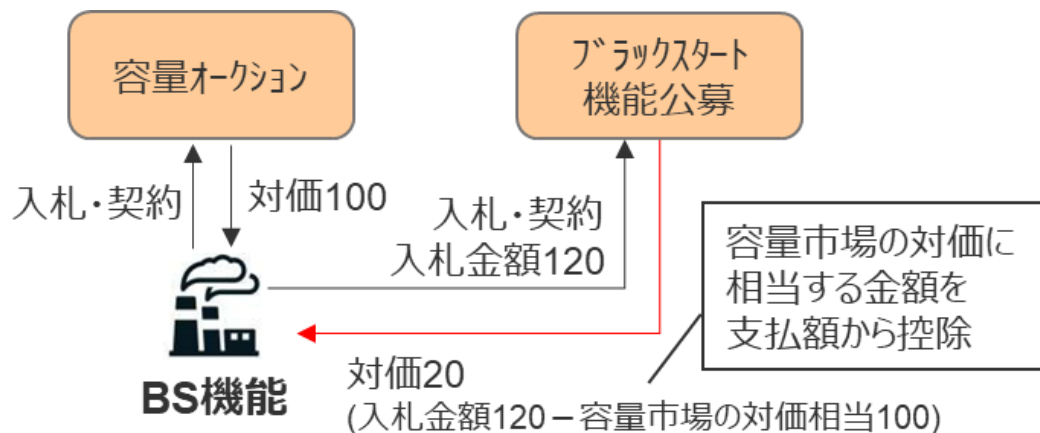
- **2026年度のブラックスタート電源確保費用**の直近承認額における見積もりは、2024年度及び2025年度の約定結果の平均値から容量拠出金の見積値を差し引いて算出しておりましたが、**2026年度分の約定結果及び容量市場拠出金の額が決定**したことから、当該結果に基づいて再算定を行った結果、**見積差額 9 億円を収入の見通しに追加**しております。

■ブラックスタート電源確保費用の見積もり

	2026年度		
	期初	今回	増減
BS機能公募 約定結果	166億円	124億円	▲41億円
容量市場 拠出金*	158億円	108億円	+50億円
見積額	8億円	16億円	+9億円

※経過措置控除係数や最低費用を考慮した補正值

【ブラックスタート機能公募におけるお金の流れイメージ】



■ブラックスタート機能の調達スケジュール

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ブラックスタート機能公募 (4年後向け)	2024年度向け	2025年度向け	2026年度向け	2027年度向け	2028年度向け	2029年度向け	2030年度向け
					BS機能使用	BS機能使用	BS機能使用

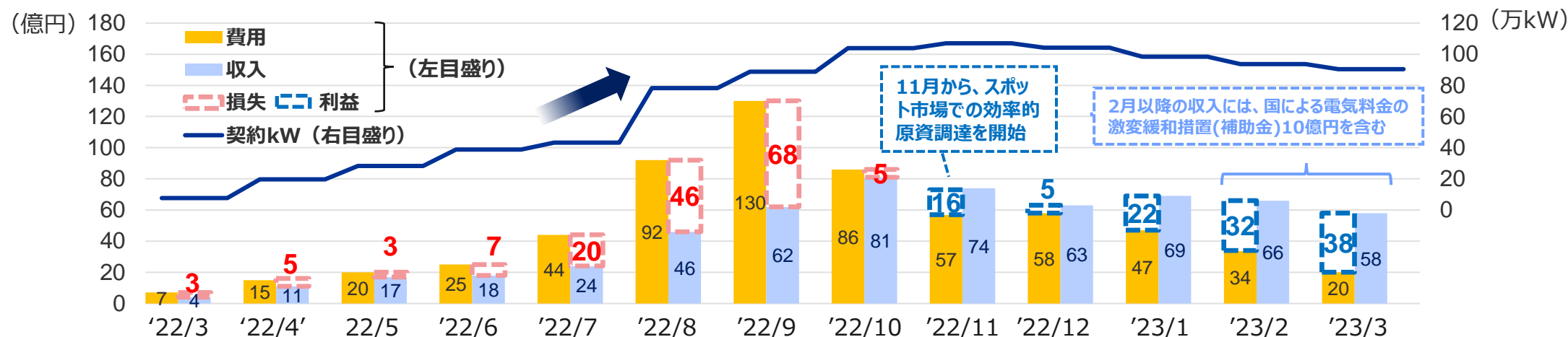
最終保障供給取引損益（制御不能費用）

- 第51回電力・ガス基本政策小委員会（2022年6月30日開催）の整理に基づき、託送料金による回収が認められた**2022年3月から2023年3月までの最終保障供給に係る累積収支額**のうち、今回、**期初に織り込めていない実績確定分（2022年10月～2023年3月）▲109億円を収入の見通しに追加**しております。
- なお、2022年10月～2023年3月の収支については、最終保障供給原資の確保措置として11月からスポット市場での効率的原資調達に努めるなどした結果、109億円の黒字となっており、当該黒字分を系統利用者みなさまに早期に還元いたします。

最終保障供給取引損益

（単位：億円）

	期初に織り込み済							今回、追加して織り込み						累積 収支額
	2022 /3	2022 /4	2022 /5	2022 /6	2022 /7	2022 /8	2022 /9	2022 /10	2022 /11	2022 /12	2023 /1	2023 /2	2023 /3	
最終保障 供給収支	▲3	▲5	▲3	▲7	▲20	▲46	▲68	▲5	16	5	22	32	38	▲44
	▲152（赤字）							+109（黒字）⇒還元						



(注) 金額は第一規制期間（2023～2027年度）の合計額

(単位：億円)

	直近 承認額※1	今回 申請額	期中調整 (増減額)	期中調整の主な内容等
託送料※2	125	125	—	—
事業者間精算費	606	606	—	—
補償費	55	55	—	—
災害復旧費用	17	17	—	—
調整力確保費用※3	2,011	1,980	▲32	2023年度を対象とする電源 I・I'公募結果 (▲32)
発電抑制に要する費用	1	1	—	—
事後検証費用計	2,815	2,783	▲32	費用減

※1 2022年12月23日付で経済産業大臣に承認された額

※2 地域間連系設備の増強等に係る費用に限る

※3 調整力固定費用(～2023年度)、調整力可変費用、需給調整市場における一次～三次①調整力費用、潮流調整、揚水パイバック費用等。なお、他社販売電源料相当分を含む

- **2023年度の調整力固定費（電源Ⅰ及びⅠ'確保費用）**の直近承認額における見積もりは、過去の実績単価及び2022年度の公募結果に基づく想定単価に、必要量を用いて算出しておりましたが、**公募結果**に基づいて再算定を行い、**見積差額▲32億円を収入の見通しに追加**しております。

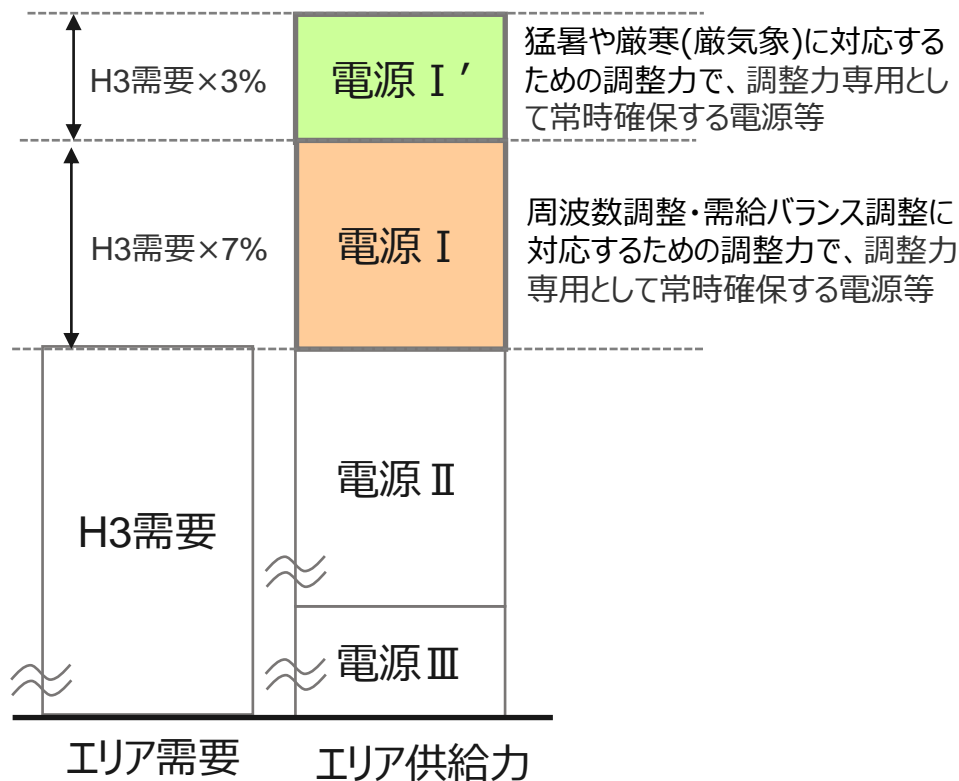
■ 電源Ⅰ 確保費用の見積もり

	2023年度		
	期初	今回 (公募結果)	増減
確保必要量	174万kW	174万kW	-
調達単価	7,855円/kW	5,873円/kW	▲1,982円/kW
見積額	137億円	102億円	▲34億円

■ 電源Ⅰ' 確保費用の見積もり

	2023年度		
	期初	今回 (公募結果)	増減
確保必要量	75万kW	79.5万kW	+4.5万kW
調達単価	3,827円/kW	3,926円/kW	+99円/kW
見積額	29億円	31億円	+3億円

【kW（予備力・調整力）の確保量イメージ】（～2023年度）



▲32億円

前提計画（事業計画の前提）の変更

- **調整力量(kW、kWh、ΔkW)**については、2023年度分の電源Ⅰ・Ⅰ'の公募結果及び第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容量拠出金の負担見直しに係る託送負担のあり方などの内容等を踏まえ、**以下のとおり変更**しております。（赤字が変更部分）

		2023	2024	2025	2026	2027	算定方法等
エリア内公募による調整力確保必要量	万kW	253 (248)	—	—	—	—	電源Ⅰ：2023年度の最大3日平均電力（以下、「H3」という。）の7%kW相当 電源Ⅰ'：H3需要の3%kW相当
ブラックスタート電源公募による確保数	ユニット数	2発電所 9ユニット	2発電所 9ユニット	2発電所 9ユニット	2発電所 9ユニット	2発電所 5ユニット	全系統ブラックスタート電源に限る 2027年度は最新の技術検討結果を踏まえて必要台数を精査
容量市場における拠出金負担分	万kW	—	146	196 (171)	197 (172)	196 (171)	2024年度：2024年度H3需要の6%相当 2025年度～：各年度H3需要の7%相当 2025～2027年度は、稀頻度リスク対応としてH3×1%kW相当を追加
電源持替等による調整力必要量	億kWh	20	—	—	—	—	2021年度実績から三次①必要相当量を控除
需給調整市場における調整力確保必要量（一次～三次①）	億ΔkW・h	21	161	161	161	161	2023年度：三次①必要量 2024年度～：一次～三次①複合約定時の必要量

（注）下段（ ）内は見直し前の値

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
kW確保 (kWh確保含む)	電源Ⅰ・Ⅰ'	エリア内公募										
	ブラックスタート	エリア内公募							BS公募	特定立地電源公募		
	容量市場							容量市場				
kWh確保 (余力活用)	電源Ⅱ	エリア内公募										
ΔkW確保	需給調整市場				三次①	需給調整市場						
						一次～二次②	需給調整市場					

むすぶ。ひらく。



中部電力パワーグリッド