経済産業省

資料４

レベニューキャップ制度における期中評価について（2023年度・事業収入全体の見通し、前提計画、費用計画）

第60回　料金制度専門会合　事務局提出資料

2024年９月18日

電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本会合において御議論いただきたい事項

本日の会合では、事業収入全体の見通し、前提計画、費用計画について事務局が整理した内容を報告させていただき、御審議いただきたい。

＜事業収入全体の見通し、前提計画＞

- ✓ 事業収入全体の見通し
- ✓ 販売電力量、契約電力、再エネ連系量

＜費用計画＞ ※なお、費用計画のうち、CAPEX、次世代投資費用については次回以降の投資計画の評価時に内容を報告させていただく。

- ✓ OPEX
- ✓ その他費用
- ✓ 控除収益
- ✓ 制御不能費用
- ✓ 事後検証費用

事業収入全体の見通し、前提計画、費用計画の評価のポイント

事業収入全体の見通し、前提計画、費用計画の評価にあたっては、今までの料金制度専門会合での議論等を踏まえて、以下の点を念頭に置いて確認することとしたい。

【各項目共通のポイント】

- **計画値に対する実績値の乖離状況の把握**

【個別項目のポイント】

- ＜事業収入全体の見通し＞ 指針で規定された**料金下げの基準（累積の乖離額が５年間の収入上限の５％超）に該当する事業者の有無**の確認
- ＜OPEX＞ ＜その他費用＞ 乖離要因のうち、事業者が**外生的な要因**によると判断したもの、**効率化実績**と判断したものの内容の把握

期中評価の実施目的について

省令及び指針上、**期中の料金下げ等の必要性が認められた場合には、一般送配電事業者において速やかに収入の見通し及び託送供給等約款を変更する必要がある**と定められていることから、**事業年度ごとに当該必要性について確認**することが必要。

加えて、各事業者が作成した**５年間の事業計画**について、着実に実行がなされるよう、**実施状況をフォローアップ**していくことも必要。そのため、当該必要性について確認する際に、**各計画に関して以下の観点に沿って確認**することも必要と考えられるが、どうか。

- （計画的な実施）事業計画達成へ向けた取組は各事業者の自主性・自律性が期待されていること、一方で事業計画の実施に遅れがみられる場合には、速やかに計画を精査し、計画完遂のための打ち手を講じることが重要であること
- （必要な投資の確保）各投資計画が着実に実行されていること、未達がある場合にはその要因の分析を行うこと
- （コスト効率化）効率化計画が着実に実行されていること、計画と実績の乖離を分析し効率化の考え方を整理すること
- （事後調整の予見性）計画と実績の乖離を分析し、事後調整の対象となり得る内容・規模についての予見性を高めること
- （第２規制期間へ向けた課題検討）レベニューキャップ制度の課題を早期に把握し、第２規制期間へ向けて検討を進めていくこと

事業収入全体の見通し、前提計画

【参考】収入の乖離に係る評価

- 指針で規定された料金下げの判定のため、毎年度、収入の想定と実績の比較を行う必要がある。

託送料金（レベニューキャップ制度）中間とりまとめ
詳細参考資料（2021年11月24日）　一部修正

規制期間中に料金下げを求める基準

- 規制期間中に需要の変動が発生した場合に、収入上限を超えない範囲で期中の料金変更を行うことを認めると整理した。ただし、需要が増加した場合には、一般送配電事業者にとって期中に料金を下げるインセンティブが無いことから、何らかの制度措置を検討する必要があるとの御意見をいただいていたところ。
- 毎年度の想定収入と実績収入の乖離額を確認することとし、累積乖離額が収入上限（５年間）の5%を上回った場合には、将来の需要見通し等も踏まえた料金水準の妥当性検証を行い、料金改定が必要と判断された場合には、託送料金を下げ、収入変動額を全額調整する。

想定収入

	託送料金		想定需要		想定収入
X1	8	×	9	＝	72
X2	8	×	11	＝	88
X3	8	×	8	＝	64
X4	8	×	12	＝	96
X5	8	×	10	＝	80

収入上限（5年間）：400

実績収入

	託送料金		実績需要		実績収入	累積乖離額
X1	8	×	10	＝	80	+8
X2	8	×	12	＝	96	+16
X3	8	×	9	＝	72	+24
X4						
X5						

収入上限の5%：20を超過

将来の需要見通し等も踏まえた料金水準の妥当性検証を行い、料金改定が必要と判断された場合には、託送料金を下げ、収入変動額を全額調整する。

308

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

第六章　託送料金算定の方針について
1　託送料金算定の原則（料金一律の考え方）
（省略）
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

事業収入全体の見通し －2023年度の実績確認－

● 全10事業者において、2023年度の実績収入が想定収入を下回っており、**指針で規定された料金下げの基準（累積の乖離額が５年間の収入上限の５%超）に該当する事業者はいなかった。**

単位：億円

事業者	事業収入全体の見通し（2023年度）				主な乖離要因	【参考】料金下げの基準値※1
	①想定収入	②実績収入	③乖離幅 ②－①	④乖離率 ③÷①		
北海道NW	1,995	1,946	▲49	▲2.5%	【低圧】▲47、▲3.7%（節電・省エネ影響による減）	503
東北NW	4,833	4,777	▲57	▲1.2%	【高圧】▲26、▲1.7%（産業用の生産動向等による需要減に伴う収入減）	1,200
東京PG	14,803	14,606	▲196	▲1.3%	【高圧】▲159、▲4.0%（節電・省エネの影響に加え、生産水準の低下等から需要が計画を割ったことによるもの）	3,677
中部PG	6,378	6,280	▲98	▲1.5%	【高圧】▲63、▲3.4%（産業用における生産減等に伴う需要減による収入減）	1,580
北陸送配電	1,479	1,470	▲9	▲0.6%	【特別高圧】▲11、▲6.2%（産業用における生産減等に伴う需要減）	370
関西送配電	7,208	7,100	▲109	▲1.5%	【低圧】▲66、▲1.6%（テレワーク率の低下、省エネ・節電等から需要が計画を下回ったことによる収入減）	1,807
中国NW	3,172	3,048	▲124	▲3.9%	【低圧】▲88、▲4.6%（節電等に伴う需要の減少による収入減）	788
四国送配電	1,585	1,570	▲15	▲1.0%	【低圧】▲20、▲2.0%（節電・省エネ影響等に伴う需要減）	392
九州送配電	5,005	4,979	▲26	▲0.5%	【高圧】▲29、▲2.2%（省エネの進展や節電の影響等による需要減）	1,254
沖縄電力	683	668	▲14	▲2.1%	【低圧】▲6、▲1.5%（節電・省エネ等に伴う需要の減）	173

※1 2023年11月承認の収入の見通しの規制期間合計×5%

前提計画（販売電力量）　－2023年度の実績確認－

- 全10事業者において、節電・省エネ影響や景気影響等により販売電力量の実績は計画より減少した。

事業者	販売電力量（単位：百万kWh）				主な乖離要因
	①計画	②実績	③乖離幅 ②－①	④乖離率 ③÷①	
北海道NW	28,929	28,234	▲695	▲2.4%	【低圧】▲545、▲4.2%（節電・省エネ影響）
東北NW	77,775	75,406	▲2,369	▲3.0%	【特別高圧】▲1,253、▲6.3%（産業用その他の生産動向の影響）
東京PG	269,221	264,826	▲4,395	▲1.6%	【特別高圧】▲2,512、▲3.4%（節電・省エネ影響に加え生産水準の低下等）
中部PG	128,052	123,157	▲4,895	▲3.8%	【高圧】▲2,557、▲5.4%（産業用における生産減等による需要減）
北陸送配電	27,474	26,289	▲1,185	▲4.3%	【特別高圧】▲791、▲10.3%（産業用の減少等による景気影響）
関西送配電	136,111	132,800	▲3,311	▲2.4%	【高圧】▲1,250、▲2.8%（景気影響、省エネ・節電等影響）
中国NW	57,273	54,470	▲2,803	▲4.9%	【特別高圧】▲1,025、▲5.4%（産業用における経済回復遅れに伴う生産減等による需要減）
四国送配電	25,259	24,389	▲870	▲3.4%	【高圧】▲436、▲4.3%（景気影響等）
九州送配電	82,202	81,067	▲1,135	▲1.4%	【高圧】▲886、▲3.0%（省エネの進展や節電の影響等）
沖縄電力	7,946	7,807	▲139	▲1.7%	【特別高圧】▲76、▲5.2%（産業用の需要減、節電・省エネ等影響）

前提計画（契約電力） －2023年度の実績確認－

● 一部の事業者において、契約口数の増加、１口あたりの契約電力の増加等により、契約電力は増加した。

事業者	契約電力（単位：千kW）				主な乖離要因
	①計画	②実績	③乖離幅 ②－①	④乖離率 ③÷①	
北海道NW	245,182	243,740	▲1,442	▲0.6%	【低圧】▲745、▲0.5%（節電・省エネ影響等）
東北NW	554,712	564,653	+9,941	+1.8%	【低圧】+10,990、+3.3%（契約１口あたりの契約電力の増加等）
東京PG	1,963,198	1,968,579	+5,381	+0.3%	【特別高圧】+4,091、+1.6%（企業の設備投資の上振れ等）
中部PG	783,393	780,553	▲2,840	▲0.4%	【低圧】▲1,756、▲0.4%（契約１口あたりの契約電力の減）
北陸送配電	162,177	181,331	+19,154	+11.8%	【低圧】+20,457、+21.5%（節電・省エネの進展等に伴うkWの減少が進まなかったため）
関西送配電	768,396	770,433	+2,037	+0.3%	【低圧】+5,414、+1.2%（契約口数増加による契約電力の増加）
中国NW	319,956	329,059	+9,103	+2.8%	【低圧】+12,661、+7.7%（スマートメーター設置に伴い、kWが実測値ベースに置き換わっていったことによる増加）
四国送配電	158,161	157,282	▲879	▲0.6%	【低圧】▲1,992、▲2.0%（節電・省エネ影響等）
九州送配電	598,271	596,847	▲1,424	▲0.2%	【高圧】▲1,909、▲1.5%（契約数の減）
沖縄電力	19,413	19,449	+36	+0.2%	【低圧】+132、+3.7%（口数が想定を上回ったことによる増）

前提計画（再エネ連系量）　－2023年度の実績確認－

● 再エネ連系量は案件の増減や時期ズレの影響等の外生的な要因により変動しているとのことであった。

事業者	再エネ連系量（単位：千kW）				主な乖離要因
	①計画	②実績	③乖離幅 ②－①	④乖離率 ③÷①	
北海道NW	5,530	5,640	+110	+2.0%	【風力】+100、+8.8%（一部案件の連系前倒しによる増）
東北NW	15,404	15,039	▲365	▲2.4%	【太陽光】▲525、▲5.8%（連系量が想定を下回ったこと等）
東京PG	24,217	26,344	+2,128	+8.8%	【太陽光】+2,013、+11.0%（導入件数の増加、１件あたりの平均kWの増加）
中部PG	12,099	13,862	+1,763	+14.6%	【その他】+1,135、+151.7%（大規模なバイオマス発電所の連系等）
北陸送配電	4,357	4,322	▲35	▲0.8%	【風力】▲49、▲21.6%（連系辞退、運開時期の後ろ倒しにより減少）
関西送配電	12,474	12,688	+214	+1.7%	【その他】+324、+7.2%（実績に廃棄物発電分が含まれていることによる連系量の増）
中国NW	9,832	9,420	▲412	▲4.2%	【太陽光】▲231、▲3.2%（事業者の計画繰延等による減）
四国送配電	5,452	5,399	▲53	▲1.0%	【太陽光】▲28、▲0.9%（連系量が想定より伸びなかったことによる減）
九州送配電	15,979	15,828	▲151	▲0.9%	【風力】▲187、▲22.2%（事業者の計画繰延等による減）
沖縄電力	534	542	+8	+1.5%	【その他】+5、+7.8%（実績に廃棄物発電分が含まれていることによる連系量の増）

費用計画

【参考】収入の見通しの査定区分について

第27回料金制度専門会合
資料５（2022年11月28日）一部修正

赤枠：今回確認対象

区分		査定方法
OPEX（第一区分費用）		①シンボリック費用等の精査 → **②統計手法を用いた横比較・トップランナー補正等（重回帰分析）** → ③一般送配電事業者からの申し出があった**費用の個別査定**
CAPEX（第二区分費用）	主要設備	**投資量の妥当性について個別査定** **①統計手法を用いた横比較・トップランナー補正等（重回帰分析、中央値）** → ②一般送配電事業者から申し出のあった**費用の個別査定**（無電柱化など）
	その他設備	①CAPEX主要設備の査定率の適用 → ②①の**検証結果の上回り分について個別査定**
	その他投資（通信工事、システム、建物等）	過去実績等を踏まえつつ、投資件名ごとの個別査定
その他費用（第三区分費用）	その他費用（修繕費、支障木伐採費用等）	①CAPEX主要設備の査定率の適用 → ②①の**検証結果の上回り分について個別査定** 個別査定
控除収益		個別査定（実績収益を収入上限に反映）
制御不能費用		個別査定
事後検証費用		個別査定
次世代投資費用		①申請された投資件名について、**次世代性の区分精査** → ②**投資件名ごとの個別査定**
事業報酬、追加事業報酬		**事業報酬率の見直し**、レートベースの査定

→ 効率化係数の設定の検証

【10社】費用計画（サマリ） 1 / 2

- 費用計画の合計について全10事業者の状況は下記のとおりである。
- 費用計画の合計では**実績額が承認額を上回る事業者が3事業者**であった。費目ごとの分析は次頁参照。

単位：億円

事業者	①直近承認額※1	②実績額	③乖離値（②－①）	乖離率（③÷①）	主な乖離費用区分
北海道NW	1,976	1,983	+8	+0.4%	制御不能費用+59、CAPEX▲32
東北NW	4,545	4,543	▲2	▲0.0%	その他費用▲31、制御不能費用+19
東京PG	14,178	14,166	▲12	▲0.1%	制御不能費用▲214、OPEX+152
中部PG	6,051	5,947	▲104	▲1.7%	事後検証費用▲134
北陸送配電	1,402	1,454	+52	+3.7%	事後検証費用+96
関西送配電	7,018	6,930	▲88	▲1.3%	その他費用▲43、事後検証費用▲29
中国NW	2,962	2,878	▲84	▲2.8%	事後検証費用▲38、制御不能費用▲33
四国送配電	1,498	1,465	▲33	▲2.2%	控除収益▲22
九州送配電	4,839	4,956	+118	+2.4%	OPEX+56、その他費用+47
沖縄電力	660	658	▲2	▲0.3%	その他費用▲32、事後検証費用+19

※1 2023年11月承認額。ただし、RC開始前の費用（インバランス収支過不足、最終保障供給費用）の織り込み分は除く。以下のスライドにおいても同様。
※2 小数点以下を四捨五入して計上

【10社】費用計画（サマリ）　2 / 2

● 実績額との乖離トレンドを費用計画の費目ごとに分析した結果は下記のとおりであった。

費用区分	承認額≧実績額（社数）	承認額＜実績額（社数）	主な乖離要因、トレンド
OPEX	4	6	増加：単価増による給料手当↑、労務費単価増影響による修繕費・委託費等↑ 減少：業務カイゼン等による要員効率化
CAPEX※1	4	6	
次世代投資費用※1	9	1	
その他費用	8	2	増加：保安対応等のための早期改修による物量等↑や労務費単価増影響による修繕費↑ 減少：第三者都合の工事時期の変更や工程変更による修繕費、固定資産除却費↓
控除収益※2	4	6	増加：他エリアへの振替供給電力量↓や工事補償金↓ 減少：他エリアへの振替供給電力量↑や事業者間精算単価改定に伴う収益↑
制御不能費用	5	5	増加：赤字計上によるインバランス収支過不足↑、税前利益の増加による法人税↑ 減少：黒字計上によるインバランス収支過不足↓、最終保障供給の収支改善による調整力確保費用↓
事後検証費用	4	6	増加又は減少：持替費用、三次調整力①等の単価及び数量の差異による調整力確保費用↑↓ 増加又は減少：災害復旧工事の増減及び災害等扶助交付金の交付による災害復旧費用↑↓
収入の見通し	7	3	

※1　CAPEX、次世代投資費用については、次回以降の投資計画の評価時に内容を報告させていただく予定のため、今回は対象外としている。
※2　控除収益は負の値であるため、例えば承認額▲2、実績額▲1の場合は、承認額＜実績額に分類している。

費用計画

一般送配電事業者ごとの実績の確認

【北海道NW】費用計画の実績

- 制御不能費用の乖離は主に調整力確保費用の増加によるものであった。
- 費用合計は、実績1,983億円であった（**承認額比＋0.4%**）。

項目	①直近承認額（億円）	②実績額（億円）	③乖離値（②－①）	乖離率（③÷①）
OPEX	528	518	▲10	▲1.9%
CAPEX※1	241	209	▲32	▲13.3%
次世代投資費用※1	40	27	▲14	▲33.6%
その他費用	309	296	▲13	▲4.2%
控除収益	▲66	▲64	+2	▲3.1%
制御不能費用	556	614	+59	+10.6%
事後検証費用	266	281	+15	+5.7%
事業報酬※1※2	101	101	–	–
合計	1,976	1,983	+8	+0.4%

※1
今回報告対象外

※2
追加事業報酬がある場合は含む。
また、事業報酬については、承認額＝実績額としている。

※3
小数点以下を四捨五入して計上

※1~3 いずれも以下の各事業者において同様

【東北NW】費用計画の実績

- その他費用の乖離は、主に第三者都合による支出年度変更（時期ズレ）により固定資産除却費が減少したものであった。
- 費用合計は、実績4,543億円であった（**承認額比▲0.0%**）。

項目	①直近承認額（億円）	②実績額（億円）	③乖離値（②－①）	乖離率（③÷①）
OPEX	1,205	1,206	+1	+0.1%
CAPEX	511	512	+2	+0.3%
次世代投資費用	6	5	▲1	▲16.6%
その他費用	890	859	▲31	▲3.5%
控除収益	▲269	▲265	+5	▲1.8%
制御不能費用	1,689	1,708	+19	+1.2%
事後検証費用	255	258	+3	+1.2%
事業報酬	259	259	−	−
合計	4,545	4,543	▲2	▲0.0%

【東京PG】費用計画の実績

- 制御不能費用の乖離は、主に調整力確保費用（最終保障供給対応）やインバランス収支過不足額によるものであった。
- 費用合計は、実績14,166億円であった**（承認額比▲0.1%）**。

項目	①直近承認額（億円）	②実績額（億円）	③乖離値（②－①）	乖離率（③÷①）
OPEX	3,098	3,251	+152	+4.9%
CAPEX	851	909	+58	+6.8%
次世代投資費用	26	12	▲13	▲52.0%
その他費用	3,513	3,382	▲132	▲3.8%
控除収益	▲715	▲666	+49	▲6.9%
制御不能費用	5,474	5,260	▲214	▲3.9%
事後検証費用	1,284	1,371	+87	+6.8%
事業報酬	648	648	－	－
合計	14,178	14,166	▲12	▲0.1%

【中部PG】費用計画の実績

- 事後検証費用の乖離は、主に調整力確保費用（電源持替費用）の減少によるものであった。
- 費用合計は、実績5,947億円であった**（承認額比▲1.7%）**。

項目	①直近承認額（億円）	②実績額（億円）	③乖離値（②－①）	乖離率（③÷①）
OPEX	1,701	1,765	+64	＋3.7%
CAPEX	632	674	+42	＋6.6%
次世代投資費用	43	30	▲13	▲29.8%
その他費用	880	870	▲11	▲1.2%
控除収益	▲266	▲300	▲34	＋12.7%
制御不能費用	2,233	2,214	▲19	▲0.9%
事後検証費用	525	391	▲134	▲25.4%
事業報酬	304	304	－	－
合計	6,051	5,947	▲104	▲1.7%

【北陸送配電】費用計画の実績

- 事後検証費用の乖離は、主に能登半島地震に伴う災害復旧費用によるものであった。
- 費用合計は、実績1,454億円であった（**承認額比+3.7%**）。

項目	①直近承認額（億円）	②実績額（億円）	③乖離値（②－①）	乖離率（③÷①）
OPEX	378	367	▲12	▲3.0%
CAPEX	170	161	▲8	▲5.0%
次世代投資費用	17	17	－	+1.7%
その他費用	228	208	▲19	▲8.5%
控除収益	▲59	▲55	+3	▲5.9%
制御不能費用	452	443	▲9	▲2.1%
事後検証費用	147	244	+96	+65.5%
事業報酬	70	70	－	－
合計	1,402	1,454	+52	+3.7%

【関西送配電】費用計画の実績

- その他費用の乖離は、主に修繕費、賃借料の効率化に伴うものであった。
- 費用合計は、実績6,930億円であった（**承認額比▲1.3%**）。

項目	①直近承認額（億円）	②実績額（億円）	③乖離値（②－①）	乖離率（③÷①）
OPEX	1,709	1,716	+7	+0.4%
CAPEX	719	733	+14	+2.0%
次世代投資費用	100	73	▲27	▲27.4%
その他費用	998	954	▲43	▲4.4%
控除収益	▲308	▲331	▲22	+7.2%
制御不能費用	2,711	2,724	+13	+0.5%
事後検証費用	754	724	▲29	▲3.9%
事業報酬	337	337	－	－
合計	7,018	6,930	▲88	▲1.3%

【中国NW】費用計画の実績

- その他費用の乖離は、主に支障木伐採の委託費の単価増や保安対応や事故対策のための早期改修による物量増に伴うものであった。
- 費用合計は、実績2,878億円であった（**承認額比▲2.8%**）。

項目	①直近承認額（億円）	②実績額（億円）	③乖離値（②－①）	乖離率（③÷①）
OPEX	832	798	▲34	▲4.1%
CAPEX	498	496	▲2	▲0.5%
次世代投資費用	32	16	▲16	▲50.2%
その他費用	448	510	+62	+13.9%
控除収益	▲138	▲161	▲23	+16.6%
制御不能費用	911	878	▲33	▲3.6%
事後検証費用	234	196	▲38	▲16.4%
事業報酬	145	145	－	－
合計	2,962	2,878	▲84	▲2.8%

【四国送配電】費用計画の実績

- 事後検証費用の乖離は、主に調整力確保費用によるものであった。
- 費用合計は、実績1,465億円であった（**承認額比▲2.2%**）。

項目	①直近承認額（億円）	②実績額（億円）	③乖離値（②－①）	乖離率（③÷①）
OPEX	403	385	▲18	▲4.4%
CAPEX	228	242	+14	+6.1%
次世代投資費用	21	14	▲7	▲33.9%
その他費用	260	259	▲1	▲0.5%
控除収益	▲82	▲103	▲22	+26.6%
制御不能費用	501	480	▲20	▲4.1%
事後検証費用	101	123	+22	+21.5%
事業報酬	66	66	－	－
合計	1,498	1,465	▲33	▲2.2%

【九州送配電】費用計画の実績

- OPEXの乖離は、主に物価上昇などの委託費の外生要因によるものであった。
- 費用合計は、実績4,956億円であった（**承認額比+2.4%**）。

項目	①直近承認額（億円）	②実績額（億円）	③乖離値（②－①）	乖離率（③÷①）
OPEX	1,221	1,276	+56	+4.6%
CAPEX	571	604	+33	+5.8%
次世代投資費用	53	37	▲16	▲30.5%
その他費用	945	992	+47	+5.0%
控除収益	▲173	▲164	+9	▲5.1%
制御不能費用	1,637	1,657	+20	+1.2%
事後検証費用	315	284	▲31	▲9.8%
事業報酬	271	271	－	－
合計	4,839	4,956	+118	+2.4%

【沖縄電力】費用計画の実績

- その他費用の乖離は、主に本島小売料金改定に伴う離島約款単価変更による影響などによって生じた離島等供給に係る収益（控除項目）の増によるものであった。
- 費用合計は、実績658億円であった**（承認額比▲0.3%）**。

項目	①直近承認額（億円）	②実績額（億円）	③乖離値（②－①）	乖離率（③÷①）
OPEX	132	144	+11	+8.5%
CAPEX	53	51	▲2	▲3.5%
次世代投資費用	7	2	▲6	▲74.7%
その他費用	204	172	▲32	▲15.6%
控除収益	▲9	▲6	+3	▲35.6%
制御不能費用	166	170	+4	+2.4%
事後検証費用	71	90	+19	+26.6%
事業報酬	35	35	－	－
合計	660	658	▲2	▲0.3%

費用計画

査定区分ごとの乖離要因の確認

OPEX　確認結果（サマリ）

- 各事業者のOPEXについて承認額と実績額を比較したところ、**承認額≧実績額となった事業者が４社**、**承認額＜実績額が６社**であった。
- 承認額と実績額の主な乖離要因は、全体として以下のとおりであった。
  - ✓ （増加要因）外生的な要因のうち、送配電設備の巡視点検費用等の労務費単価増
  - ✓ （減少要因）効率化施策による費用削減
  - ✓ （増加要因）給料手当等（賞与含む）の単価増
- 承認額と実績額の乖離割合が比較的高かった事業者は以下のとおりであった。
  - ✓ （東京PG）承認額比+152億円、主にベア影響による給料手当の増加及び労務市況の上昇による委託費の増加による
  - ✓ （沖縄電力）承認額比＋11億円、主に効率化の査定額と実績額の差額による

【参考】OPEXの内訳について

● 2023年度のOPEX実績の主な内訳及びOPEX合計に占める割合は以下のとおり。

※各事業者の上位２位の費目を太字で示している。

	北海道NW	東北NW	東京PG	中部PG	北陸送配電	関西送配電	中国NW	四国送配電	九州送配電	沖縄電力
OPEX合計額（億円）	518	1,206	3,251	1,765	367	1,716	798	385	1,276	144
以下、主な内訳及びOPEX合計に占める割合										
人件費（社内）	53.1%	61.7%	44.1%	56.7%	51.4%	56.0%	57.6%	61.2%	34.3%	54.4%
給料手当※1	**40.3%**	**47.4%**	**35.4%**	**40.2%**	**34.7%**	**41.2%**	**42.3%**	**43.2%**	**25.3%**	**40.4%**
厚生費	7.7%	9.4%	5.9%	8.8%	7.1%	8.6%	7.9%	12.2%	5.7%	6.9%
退職給与金※2	3.3%	2.7%	2.5%	6.1%	5.2%	4.7%	2.8%	3.2%	1.9%	3.3%
その他	1.7%	2.1%	0.3%	1.5%	4.4%	1.5%	4.6%	2.5%	1.4%	3.8%
その他OPEX	46.9%	38.3%	55.9%	43.3%	48.6%	44.0%	42.4%	38.8%	65.7%	45.6%
委託費※3	**19.9%**	**18.4%**	**37.9%**	**25.3%**	**37.4%**	**28.0%**	**22.3%**	**27.9%**	**56.0%**	**34.7%**
修繕費※4	6.6%	6.0%	4.4%	3.2%	4.4%	3.1%	4.5%	9.2%	2.6%	1.9%
諸費※5	18.3%	13.4%	9.4%	9.3%	5.7%	10.8%	13.6%	6.7%	5.9%	5.6%
その他	2.1%	0.5%	4.3%	5.6%	1.2%	2.0%	1.9%	▲5.0%	1.2%	3.5%

（出典）各事業者の2023年度における実績額をもとにOPEX合計を100%として、各費目の割合を算定。

※1 給料手当、給料手当振替額（貸方）の合計

※2 制御不能費用に分類される2022年度までに発生した数理計算上の差異に関する償却額を除く

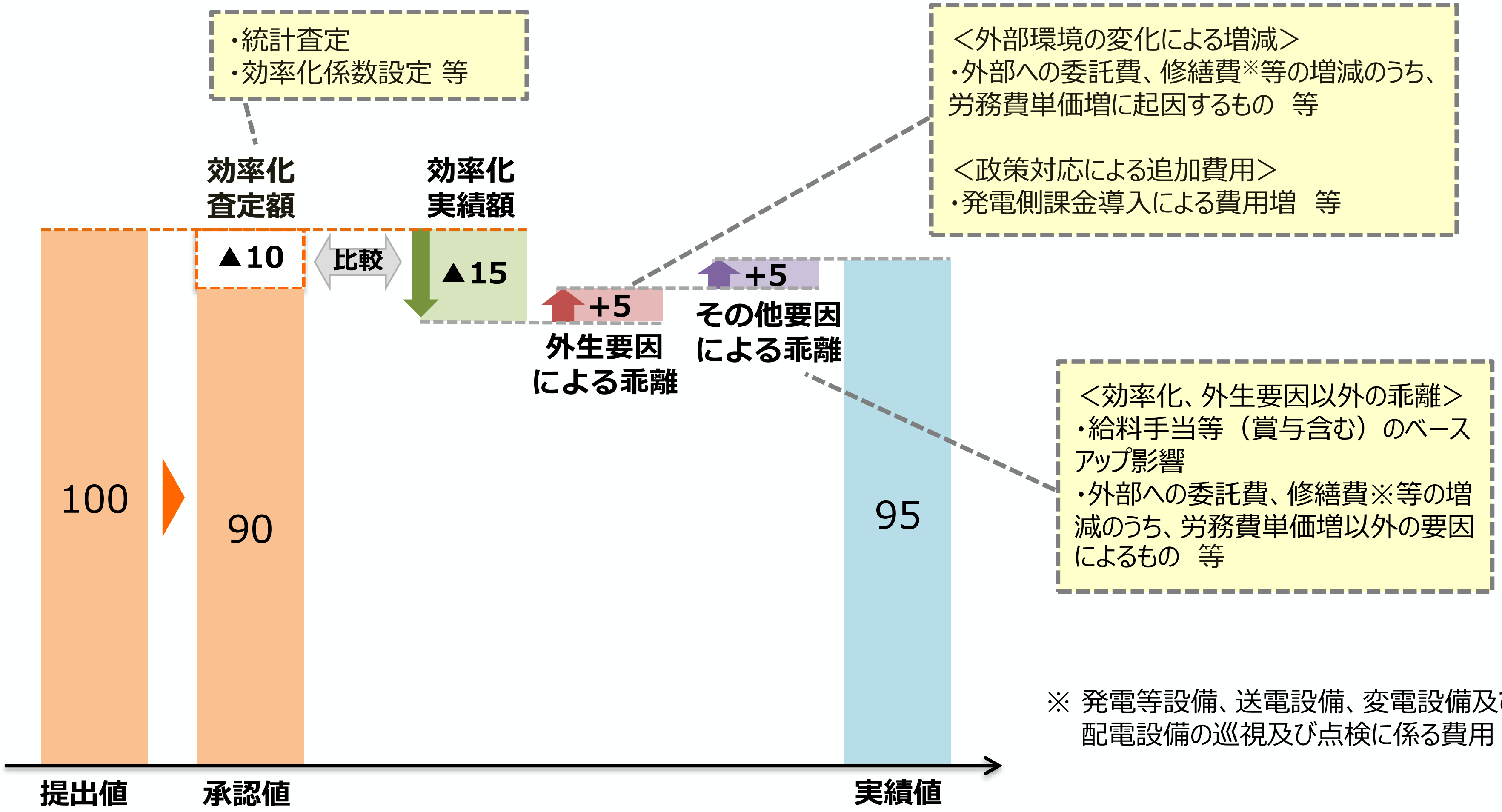
※3 CAPEXに分類されるシステム開発・改良に係る費用、その他費用に分類される支障木伐採に係る費用を除く

※4 発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用

※5 CAPEXに分類されるシステム開発・改良に係る費用、制御不能費用に分類される受益者負担金、広域機関会費及び災害等扶助拠出金を除く

OPEX　乖離額の分解方法について

- OPEXの承認値と実績値の乖離額について、各事業者からの報告に基づき、以下のとおり、効率化（効率化査定額及び効率化実績額）、外生要因による乖離、その他要因による乖離に分解を行った。



※ 発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用

（出典）送配電網協議会に調査・ヒアリングした結果を事務局にて整理したものである

OPEX 乖離要因の確認（サマリ）

単位：億円

事業者	①提出額	②直近承認額	③実績額	④乖離値（③－②）	⑤乖離値の分解※1				
					外生的な要因	効率化 実績額	効率化 （査定額）	その他要因	その他要因の主な内訳
北海道NW	528	528	518	▲10	+1	▲6	(0)	▲4	【給料手当】ベースアップ影響等 +4 【諸費】TV会議システム等の通信NW費用の減 ▲5
東北NW	1,207	1,205	1,206	＋1	+6	▲18	(▲2)	+12	【給料手当】【厚生費】賞与等の増加 +19 【委託費】システム関連の委託の内容変更等 ▲9
東京PG	3,109	3,098	3,251	＋152	+23	▲14	(▲11)	+132	【給料手当等】ベースアップ影響 +35 【退職給与金】年齢構成差影響 +20
中部PG	1,714	1,701	1,765	＋64	+1	▲10	(▲13)	+60	【給料手当】賞与の増加、ベースアップ影響 +19 【委託費】契約センターへの受付業務委託+11
北陸送配電	384	378	367	▲12	+0	▲13	(▲5)	▲4	【雑給】雑給出向者の増等 ▲3
関西送配電	1,729	1,709	1,716	＋7	▲10	▲47	(▲20)	+44	【給料手当等】賞与等の増加 +34 【修繕費】配電自動化システムの点検による増 +10
中国NW	832	832	798	▲34	+2	▲29	(▲0)	▲7	【研究費】規制期間内の時期見直しによる減 ▲7
四国送配電	404	403	385	▲18	+1	▲17	(▲1)	▲4	【委託費】支出時期見直し等 ▲7 【電気事業雑収益】通信サービス提供業務収益減等 +4
九州送配電	1,251	1,221	1,276	＋56	+24	▲30	(▲30)	+32	【給料手当】ベースアップ影響等 +19 【委託費】システム開発費のCAPEXからの区分変更等による増 +12
沖縄電力	145	132	144	＋11	+3	▲3	(▲13)	▲2	【委託費】通信設備監視制御システムソフト取替の計画変更による減 ▲3

※1 乖離要因の分解は、各事業者の報告に基づき数値及び内容を整理したものであり、各事業者の平仄を合わせておらず、今後の議論の参考用の位置づけである。
乖離値＝外生的な要因＋効率化実績額－(効率化査定額)+その他要因
※2 小数点以下を四捨五入して計上

OPEX 乖離要因の確認（労務費単価等要因※1） 1 / 2

● OPEXにおいて、各事業者が報告した**労務費単価等要因による増減額及び算定根拠**は以下のとおりであり、各事業者における対象費用及び算定方法の平仄は合っていないものの、**多くの事業者において、送配電設備の巡視点検業務に関する費用の増加**が見られた。

単位：億円

事業者	外生的な要因による増減	うち労務費単価要因による増減	主な費目/項目		算定根拠
北海道NW	+0.7	+0.6	委託費/一般異動作業委託料	+0.5	算定式：2023実績×委託契約単価の上昇率（44.6%）÷（１＋委託契約単価の上昇率） 基準年度：2021年度
東北NW	+5.8	+1.8	修繕費/巡視点検（配電）	+1.2	算定式：委託単価の上昇分（8.1%）×実績数量 基準年度：参照期間（2017-2021）平均値
			委託費/巡視点検（送電）	+0.2	算定式：委託件名ごとの労務費単価上昇分（9.7%）×実績数量 基準年度：2021年度
東京PG	+23.5	+12.2	委託費	+9.0	算定式：提出値×労務費上昇率（0.74%） 基準年度：2020･2021年度の平均値
			修繕費/巡視点検（送電、変電）	+2.4	算定式：提出値のうち労務費相当にあたる金額×労務費上昇率（2.1%） 基準年度：2022年度
中部PG	+1.0	+0.8	修繕費/巡視点検（変電、配電）	+0.7	算定式：（変電）巡視点検の単価契約上昇額（292円/工量）×巡視点検工量 （配電）工量単価上昇額（32円/工量）×巡視点検工量 基準年度：2021年度

※1 労務費単価等要因は、各事業者独自の算定根拠に基づき報告した数値及び内容を整理したものであり、各事業者の平仄を合わせておらず、今後の議論の参考用の位置づけである。

※2 小数点第２位を四捨五入して計上

OPEX　乖離要因の確認（労務費単価等要因※1）２/２

単位：億円

事業者	外生的な要因による増減	うち労務費単価要因による増減	主な費目/項目		算定根拠
北陸送配電	+0.0	–	–		–
関西送配電	▲10.0	▲10.0	OPEX全体		算定式：統計査定における説明変数（民間給与）を2023実績に置換して算定 基準年度：参照期間（2017-2021）平均値
中国NW	+1.9	+1.9	修繕費/巡視点検（変電）	+0.7	算定式：2023年度実績×委託契約単価の上昇率（4.6%）÷（1＋委託契約単価の上昇率） 基準年度：参照期間（2017-2021年度）平均値
			修繕費/巡視点検（配電）	+1.2	算定式：委託単価の上昇率（18.8%）×申請数量 基準年度：2021年度
四国送配電	+1.4	+1.4	修繕費/巡視点検（送電、変電、配電）	+1.2	算定式：提出値と実績値の上昇分（3.5%） 基準年度：2021年度
			修繕費/巡視点検（送電）	+0.1	算定式：燃料等単価の上昇分（15.9%）×実績数量、基準年度：2021年度
九州送配電	+23.7	+23.7	委託費	+22.8	算定式：費目別エスカレ率※3（3.4%）×承認値、基準年度：2021年度 ※3 エスカレ率＝労務費率×労務単価上昇率＋材料費率×市況上昇率
沖縄電力	+3.1	+3.0	委託費/巡視点検（送電）	+0.1	算定式：工量単価の上昇分（12%）×見通し時点数量、基準年度：2021年度
			電柱敷地料支払い業務	+0.1	算定式：工量単価の上昇率（23.9%）を基に労務費の上昇額を算定 基準年度：2021年度

※1 労務費単価等要因は、各事業者独自の算定根拠に基づき報告した数値及び内容を整理したものであり、各事業者の平仄を合わせておらず、今後の議論の参考用の位置づけである。
※2 小数点第２位を四捨五入して計上

【参考】OPEX　乖離要因の確認（その他外生要因※）

● 労務費単価等要因の他、各事業者において外生要因として報告があった主なものは以下のとおり。

事業者	項目	内容	金額（億円）
北海道NW、東北NW、東京PG、中部PG、北陸送配電、関西送配電、沖縄電力	発電側課金対応（政策対応）	2024年度からの発電側課金の導入へ向けた準備 ①制度開始前のDM周知費用、DMへの問合せ対応費用（６社） ②割引マップ、割引情報公開の対応費用（４社） ③外部コンサル費用（１社） ④上記以外（導入に伴い追加となる業務の支援ツール作成等、３社）	① 0.001～0.4 ② 0.01～0.2 ③ 3.4 ④ 0.06～0.21
東京PG 中部PG	電力データ活用（政策対応）	先方要請に伴う電力データの標準外（オーダーメイド）統計の作成委託に係る実績費用	0.02
東北NW	受益者負担金	計画外の橋梁添架に伴う分担金	0.2
東京PG	修繕費/巡視点検（送電）	先方要請による計画外の空洞点検等に係る追加費用	1.0
東京PG	水道光熱費 損害保険料	水道光熱費単価の上昇、保険市場の高騰影響	4.8

※ その他外生要因は、各事業者からの報告に基づき数値及び内容を整理したものであり、今後の議論の参考用の位置づけである。

OPEX 乖離要因の確認（効率化実績額※1） 1 / 2

- OPEXにおいて、各事業者が報告した**効率化実績額及び主な内容**は以下のとおり。業務のカイゼン活動や集中化による要員効率化等により、８事業者において査定額以上の実績額となっている。

単位：億円

事業者	①効率化実績額	②効率化査定額	③乖離値 ①－②	主な費目		主な内容
北海道NW	▲6.3	0.0	▲6.3	社内人件費	▲1.6	業務カイゼン等に伴う要員効率化（▲21人）
				委託費	▲1.1	業務運営方法の見直し等による効率化
				諸費	▲1.5	事業所廃止に伴う情報通信サービス取引費用低減等による効率化
東北NW	▲18.3	▲1.9	▲16.4	委託費	▲10.6	アプリ改修費用の低減 ▲6.8 低圧スマメ通信品質向上に伴う現地出向業務の効率化 ▲2.1 RPA開発による事務処理業務の自動化 ▲1.3
				その他諸経費	▲7.6	社内Wi-Fiネットワークの統合 ▲3.7 委託による巡視範囲の見直し等 ▲2.3
東京PG	▲14.0	▲10.5	▲3.5	社内人件費	▲14.0	業務カイゼン等による要員効率化（▲156人）
中部PG	▲10.2	▲12.7	2.4	雑給	▲9.1	支社組織再編にあわせた機能・要員配置見直し等による嘱託員・アシストスタッフの要員効率化（▲179人）
北陸送配電	▲13.3	▲5.4	▲8.0	社内人件費	▲2.7	業務カイゼン等に伴う要員効率化（▲38人）
				修繕費	▲1.0	地線点検周期・ケーブル劣化診断頻度見直し ▲0.4
				その他諸経費	▲9.6	全社を挙げた諸経締費削減の推進 ▲6.8（消耗品費 ▲3.2等） 委託内容委託先の見直し、申込業務のRPA化等 ▲2.8

※1 効率化実績額は、各事業者独自の算定根拠に基づき報告した数値及び内容を整理したものであり、今後の議論の参考用の位置づけである。
※2 小数点第２位を四捨五入して計上

OPEX 乖離要因の確認（効率化実績額※1） 2 / 2

単位：億円

事業者	①効率化実績額	②効率化査定額	③乖離値 ①－②	主な費目		主な内容
関西送配電	▲46.8	▲20.0	▲26.8	社内人件費	▲32.0	組織改正等に伴う要員効率化（▲266人）
				その他諸経費	▲11.0	スマートメーター普及に伴う検針委託費の削減等
中国NW	▲28.7	▲0.0	▲28.7	社内人件費	▲21.6	業務カイゼン等に伴う要員効率化（▲76人） 交渉による検針手数料単価の減 ▲1.5
				委託費	▲2.5	資材低減・契約方法見直しなどによる減
				諸費	▲3.8	競争発注、サーバー利用料低減などによる減
四国送配電	▲17.0	▲1.4	▲15.6	社内人件費	▲15.6	業務集約化および業務運営体制の見直しによる要員効率化（▲67人）
				委託費	▲1.0	調達方法等の見直しによる効率化
九州送配電	▲30.5	▲30.0	▲0.4	社内人件費	▲3.7	空家調査業務のモバイル化等による要員効率化（▲29人）
				修繕費	▲6.3	巡視頻度低減等
				委託費	▲10.3	巡視の委託化や設備保全委託会社の事業所統廃合等
				諸費	▲7.4	現行スマメ通信における迂回通信（ワンホップ）機能の活用等
沖縄電力	▲3.0	▲13.0	+10.0	社内人件費	▲1.7	業務集中化等に伴う要員効率化（▲25人）
				委託費	▲1.3	故障委託契約方法の見直しによる効率化 ▲0.9

※1 効率化実績額は、各事業者独自の算定根拠に基づき報告した数値及び内容を整理したものであり、今後の議論の参考用の位置づけである。
※2 小数点第２位を四捨五入して計上

その他費用　確認結果（サマリ）

- その他費用は、主に修繕費・委託費※ 、固定資産除却費、離島等供給に係る費用・収益、託送料、廃炉等負担金（東京PGのみ）が含まれている。
  ※修繕費は、設備取替・補修、送電設備の塗装、支障木伐採等の費用、委託費は支障木伐採の委託費用
- 各事業者のその他費用について承認額と実績額を比較したところ、**承認額≧実績額となった事業者が８社**、**承認額 ＜実績額が２社**であった。
- 承認額と実績額の主な乖離要因は、全体として以下のとおりであった。
  - ✓ （増加要因）工程変更や事故対策のための早期改修による物量増等による費用増
  - ✓ （減少要因）工事中止、時期ズレによる物量減少、第三者都合による工事減少に伴う費用減
- 承認額と実績額の乖離割合が比較的高かった事業者は以下のとおりであった。
  - ✓ （北陸送配電）承認額比▲19億円、主に震災影響（修繕工事の一部中止等）及び期ズレ影響による修繕費の減少、連系希望日の延期などによる固定資産除却費の減少によるもの
  - ✓ （中国NW）承認額比＋62億円、主に保安対応や事故対策のための早期改修による修繕費の増加、 労務市況の上昇による支障木伐採に関する委託費の増加によるもの
  - ✓ （沖縄電力）承認額比▲32億円、主に2023年6月の本島小売料金改定に伴う離島約款単価変更による離島等供給に係る収益の増加によるもの

【参考】その他費用の内訳について

● 2023年度のその他費用実績の主な内訳及びその他費用合計に占める割合は以下のとおり。

※各事業者の上位２位の費目を太字で示している。

	北海道NW	東北NW	東京PG	中部PG	北陸送配電	関西送配電	中国NW	四国送配電	九州送配電	沖縄電力
その他費用合計額（億円）	296	859	3,382	870	208	954	510	259	992	172
以下、主な内訳及びその他費用合計に占める割合										
修繕費・委託費※1	**53.1%**	**55.8%**	**29.2%**	**63.6%**	**58.3%**	**50.7%**	**52.5%**	**50.9%**	**41.6%**	**15.2%**
固定資産除却費	**19.3%**	**20.1%**	18.0%	**22.5%**	**25.1%**	**25.7%**	**23.3%**	18.2%	17.9%	6.6%
賃借料※2	9.3%	13.3%	6.5%	6.6%	13.2%	13.5%	12.2%	10.2%	10.4%	11.3%
離島等供給に係る費用・収益※3	6.7%	8.4%	2.6%	–	0.5%	–	6.2%	–	**24.7%**	**65.8%**
託送料※4	6.0%	1.4%	5.5%	5.6%	2.3%	9.6%	6.3%	**20.4%**	4.1%	–
廃炉等負担金	–	–	**36.7%**	–	–	–	–	–	–	–
その他	5.5%	1.2%	1.4%	1.6%	0.6%	0.4%	▲0.4%	0.3%	1.3%	1.1%

（出典）各事業者の2023年度における実績額をもとにその他費用合計を100%として、各費目の割合を算定。
※1 修繕費は、設備取替・補修、送電設備の塗装、支障木伐採等の費用、委託費は支障木伐採の委託費用
※2 賃借料のうち、他の事業者との交渉によって単価が設定される費用（事業所に係る借地料・借家料、機械賃借料、車両リース料等）
※3 離島ユニバーサルサービス（離島の需要家に対して本土並みの料金水準での供給を行う義務）を行うための離島供給等に係る非NW費用（発電及び小売）と非NW収入（電灯・電力料）の差額
※4 送電事業者（電源開発送変電ネットワーク等）との託送契約により支払う設備使用料等

その他費用　乖離要因の確認（サマリ）

単位：億円

事業者	①提出額	②直近承認額	③実績額	④乖離値（③－②）	⑤乖離要因の分解※1				
					外生的な要因	効率化 実績額	効率化 (査定額)	その他要因	その他要因の主な内訳
北海道NW	315	309	296	▲13	+4	▲7	(▲6)	▲16	【固定資産除却費】第三者都合による配電・送変電工事減少 ▲9
東北NW	900	890	859	▲31	+2	▲16	(▲10)	▲27	【固定資産除却費】配電自動化再構築延伸、組織整備に伴う繰延、工程変更などの支出年度変更による減少 ▲8
東京PG	3,432	3,513	3,382	▲132	+22	▲9	(81)	▲64	【修繕費】詳細設計確定等による減 ▲16、配電工事の展開計画変更による減 ▲42 【固定資産除却費】詳細設計確定による減 ▲7、停止時期見直し等に伴う工程見直しによる減 ▲38 【廃炉等負担金】前年度までの精算による影響等 +43
中部PG	888	880	870	▲11	+9	▲3	(▲8)	▲23	【固定資産除却費】設備スリム化工事の期ズレ等 ▲34
北陸送配電	230	228	208	▲19	▲8	▲5	(▲3)	▲9	【修繕費】期ズレ等 ▲6
関西送配電	1,000	998	954	▲43	+7	▲5	(▲2)	▲48	【修繕費】工事中止、時期ズレによる物量減少 ▲55
中国NW	461	448	510	+62	+11	▲2	(▲13)	+40	【修繕費】保安対応や事故対策のための早期改修による物量増 +40
四国送配電	267	260	259	▲1	+3	▲0	(▲7)	▲12	【修繕費】工事計画・支出時期の見直し等 ▲12
九州送配電	965	945	992	+47	25	▲30	(▲21)	+32	【修繕費】規制期間内での工程変更等による増加 +20
沖縄電力	210	204	172	▲32	▲14	▲1	(▲6)	▲23	【離島等供給に係る費用(燃料費)】燃料価格の下落および需要が想定を下回ったことによる燃料消費数量の減▲11

※1 乖離要因の分解は、各事業者の報告に基づき数値及び内容を整理したものであり、各事業者の平仄を合わせておらず、今後の議論の参考用の位置づけである
乖離値＝外生的な要因＋効率化実績額－(効率化査定額)+その他要因
※2 小数点以下を四捨五入して計上

その他費用　乖離要因の確認（労務費単価等要因※1）１/２

- その他費用において、各事業者が算定した**労務費単価等要因**による増減額及び算定根拠は以下のとおりであり、各事業者における対象費用及び算定方法の平仄は合っていないものの、**多くの事業者において、送電・変電・配電設備に関する修繕費の増加**が見られた。

単位：億円

事業者	外生的な要因による増減	うち労務費単価等要因による増減	主な費目/項目		算定根拠
北海道NW	+3.9	+3.9	修繕費/労務費相当（変電）	+1.0	算定式：2023年度実績×保守作業単価の上昇率（36.8%）÷（１＋保守作業単価の上昇率（36.8%））、基準年度：2021年度
東北NW	+2.4	+11.4	修繕費/請負工事（労務費）	+6.0	算定式：工量単価の上昇分（3.9%）×工事量実績 基準年度：参照期間（2017-2021年度）平均値
			修繕費/請負工事（物品費）	+3.2	算定式：資材単価の上昇分（14.5%）×購入数量実績 基準年度：参照期間（2017-2021年度）平均値
東京PG	+21.7	+69.4	修繕費/労務費相当（配電）	+28.1	算定式：工量単価の上昇分（11%）×実績工量値、基準年度：2021年度
			修繕費/材料費相当（配電）	+19.4	算定式：各品目毎の材料単価上昇分（36%）×各品目毎の材料使用実績数 基準年度：2021年度
中部PG	+8.5	+10.5	修繕費/その他（配電）	+6.4	算定式：工量単価上昇率（工量単価上昇額（32円/工量）×一般修繕工量実績 基準年度：2021年度
			委託費/支障木伐採（配電）	+4.0	算定式：伐採単価の単価上昇額（367円）×伐採本数 基準年度：参照期間（2017-2021年度）平均値

※1 労務費単価等要因は、各事業者独自の算定根拠に基づき報告した数値及び内容を整理したものであり、各事業者の平仄を合わせておらず、今後の議論の参考用の位置づけである。
※2 小数点以下を四捨五入して計上

その他費用　乖離要因の確認（労務費単価等要因※1）　2/2

単位：億円

事業者	外生的な要因による増減	うち労務費単価等要因による増減	主な費目/項目		算定根拠
北陸送配電	▲8.2	+3.0	修繕費/その他（配電）	+1.4	算定式：工量単価の上昇分（7.5%）×実績工量、基準年度：2021年度
関西送配電	+6.8	+38.7	修繕費	+21.4	算定式：「①承認値算定時の契約において参照している年度」と「②2023年度実績において参照している年度」の一般市況の上昇率（6.4%） 基準年度：①2018～2020年度、②2022年度
			固定資産除却費	+9	算定式：「①承認値算定時の契約において参照している年度」と「②2023年度実績において参照している年度」の一般市況の上昇率（4.8%） 基準年度：①2018～2020年度、②2022年度
中国NW	+11.4	※3+16.1	委託費/支障木伐採（送電）	+7.3	算定式：基本契約単価の上昇分（52%）、基準年度：2017～2021年度
			委託費/支障木伐採（配電）	+3.4	算定式：委託単価の上昇分（9.9%）×申請時数量 基準年度：2017～2021年度
四国送配電	+3.2	+3.2	修繕費	+2.7	算定式：提出値と実績値の上昇分（2.2%）、基準年度：2021年度
九州送配電	+24.8	+23.0	修繕費	+12.8	算定式：費目別エスカレ率※4（4.1%）×承認値、基準年度：2021年度 ※４ エスカレ率＝労務費率×労務単価上昇率＋材料費率×市況上昇率
			固定資産除却費	+4.6	算定式：費目別エスカレ率※4（2.5%）×承認値、基準年度：2021年度 ※４ エスカレ率＝労務費率×労務単価上昇率＋材料費率×市況上昇率
沖縄電力	▲13.6	+2.2	修繕費/架空配電設備の修繕工事（外線）（配電）	+0.8	算定式：労務単価の上昇率（10.5%）を基に労務費上昇額（8%）を算定 基準年度：2021年度

※３ 中国NW：承認値との差分+8.1を含む

※1 労務費単価等要因は、各事業者独自の算定根拠に基づき報告した数値及び内容を整理したものであり、各事業者の平仄を合わせておらず、今後の議論の参考用の位置づけである。
※2 小数点第２位を四捨五入して計上

【参考】その他費用　乖離要因の確認（その他外生要因※）

● 労務費単価等要因の他、各事業者において外生要因として報告があった主なものは以下のとおり。

事業者	項目	内容	金額（億円）
東北NW、東京PG、 北陸送配電、関西送配電	固定資産除却費	外生的な要因による設備投資量の増減に伴い関連除却が増減 （合計としては４社ともに減少）	▲64.0～▲7.5
東北NW 北陸送配電	修繕費	第三者都合による修繕工事の減少 震災影響により年度途中で修繕工事を中止（北陸送配電）	東北NW　▲1.4 北陸送配電　▲4.0
東京PG 北陸送配電	NW事業等電力料	調整力単価（V1）の上昇影響等	東京PG　4.7 北陸送配電　0.3
中国NW 沖縄電力	離島等供給費用 （燃料費）	RC申請における燃料価格参照期間のRIM価格には「燃料油価格激変緩和補助金」の低減分が含まれていたため、その価格をRCに織り込み。 2023年1月から「電気・ガス価格激変緩和対策」が開始されたことに伴い、発電油が補助金対象外となったことにより燃料費が増加	中国NW　7.9 沖縄電力　4.8
	離島等供給収益 （電灯料・電力料）	電灯料及び電力料等の料金収入の単価の変動に係る乖離値 （小売料金改定に伴う離島約款単価変更による影響等）	中国NW　▲4.5 沖縄電力　▲21.2

※その他外生要因は、各事業者からの報告に基づき数値及び内容を整理したものであり、今後の議論の参考用の位置づけである。

その他費用　乖離要因の確認（効率化実績額※1） 1 / 2

● その他費用において、各事業者が報告した**効率化実績額及び主な内容**は以下のとおり。

単位：億円

事業者	①効率化実績額	②効率化査定額	③乖離値 ①－②	②効率化実績額 主な費目		②効率化実績額 主な内容
北海道NW	▲7.3	▲6.1	▲1.2	修繕費	▲4.3	（送電）鉄塔塗装範囲見直し ▲3
				固定資産除却費	▲2.5	工法改善や既存設備流用等による効率化 ▲2
東北NW	▲16.3	▲9.8	▲6.4	修繕費	▲8.8	変電所屋根･外壁修繕の計画見直し ▲4.8 （送電）現場効率化施策 ▲2.1
				固定資産除却費	▲6.2	（変電）現場効率化施策 ▲2.4 （送電）現場効率化施策 ▲2.3
東京PG	▲8.6	※2 81.2	▲89.8	固定資産除却費	▲7.7	変電所水害対策工法の見直し ▲4
中部PG	▲3.4	▲7.7	+4.3	修繕費	▲1.9	電気所建物の保全方法見直し ▲1.7
北陸送配電	▲5.0	▲2.7	▲2.3	修繕費	▲3.3	鉄塔塗装前のボルト取替基準見直し ▲1.5

※1 効率化実績額は、各事業者独自の算定根拠に基づき報告した数値及び内容を整理したものであり、今後の議論の参考用の位置づけである。
※2 査定額の年度展開の都合から2023年度はプラス（5か年の平均値は▲37.5億円/年）
※3 小数点第２位を四捨五入して計上

その他費用　乖離要因の確認（効率化実績額※1）　2 / 2

単位：億円

事業者	①効率化実績額	②効率化査定額	③乖離値②－①	②効率化実績額主な費目		②効率化実績額主な内容
関西送配電	▲5.0	▲2.4	▲2.5	賃借料	▲2.1	賃借設備の使用面積見直しによる借家料の削減　▲2.1
				修繕費	▲1.6	配電高圧引き出しケーブル取替計画の見直しによる改修物量の削減▲1.6
中国NW	▲2.0	▲12.8	+10.8	修繕費	▲1.4	圧縮型直線スリーブ改修工法の見直し ▲1.4
四国送配電	▲0.1	▲7.1	+7.0	修繕費	▲0.1	効率化施策対象設備の前倒し実施 ▲0.1
				固定資産除却費	▲0.1	他工事との同時施工による共通経費削減 ▲0.1
九州送配電	▲29.6	▲20.6	▲9.0	修繕費	▲21.9	鉄塔塗装工事の発注内容精査等による工事費低減等 ▲21.9
				固定資産除却費	▲3.2	鉄塔基礎残置等による工事費低減等 ▲3.2
				離島等供給に係る費用	▲3.8	内燃力設備実態を踏まえた修繕時期延伸等による工事費低減等 ▲3.8
沖縄電力	▲1.2	▲6.4	+5.2	賃借料	▲0.5	社屋レイアウト変更に伴う賃借料改定による効率化 ▲0.5
				離島等供給に係る費用	▲0.7	発電設備利用率向上による修繕費等の効率化 ▲0.4

※1 効率化実績額は、各事業者独自の算定根拠に基づき報告した数値及び内容を整理したものであり、今後の議論の参考用の位置づけである。
※2 小数点第２位を四捨五入して計上

控除収益　乖離要因の確認（サマリ）

● 各事業者の控除収益について直近承認額と実績額を比較したところ、**承認額≧実績額となった事業者が４社、承認額＜実績額が６社**であった。詳細は下記のとおり。

単位：億円

事業者	①直近承認額	②実績額	③乖離値（②－①）	③´乖離要因の分解		
				事業間精算収益		その他の主な乖離要因
北海道NW	▲66	▲64	+2	+8	振替供給電力量の減	【電気事業雑収益】▲4（工事補償金差益の増▲3）
東北NW	▲269	▲265	+5	▲8	エリア外への振替供給電力量の増	【電気事業雑収益】+10（補償金工事益減＋9）
東京PG	▲715	▲666	+49	+45	振替供給電力量の減	【電気事業雑収益】+29（工事補償金の減＋23、臨時工事費の減＋3、受託工事益の減＋3）
中部PG	▲266	▲300	▲34	▲34	東エリアへの振替供給電力量の増	【託送収益】▲2（飛騨信濃FC利用料収益増▲3、中部エリアから他エリアへの振替電力量減+2）
北陸送配電	▲59	▲55	+3	+5	振替供給電力量の減	【電気事業雑収益】▲2（契約超過金の増等）
関西送配電	▲308	▲331	▲22	▲30	振替供給電力量の増	【電気事業雑収益】+4（雑口+2、供給雑収＋1）
中国NW	▲138	▲161	▲23	▲7	事業者間精算単価改定（0.30→0.35）による増	【電気事業雑収益】▲12（供給雑収、共架料、工事補償金精算益の増▲8）
四国送配電	▲82	▲103	▲22	▲26	振替供給電力量の増	【託送収益】+8（設備利用料の減等＋8）
九州送配電	▲173	▲164	+9	+7	実績数量減等による収益減	【電気事業雑収益】+2（雑口+7、供給雑収▲6）
沖縄電力	▲9	▲6	+3	－		【電気事業雑収益】+3（要請工事の繰延による雑口（工事補償金）の減＋3）

※ 小数点以下を四捨五入して計上

【参考】控除収益の内訳について

- 2023年度の控除収益実績の主な内訳及び控除収益合計に占める割合は以下のとおり。

※各事業者の上位1位の費目を太字で示している。

	北海道NW	東北NW	東京PG	中部PG	北陸送配電	関西送配電	中国NW	四国送配電	九州送配電	沖縄電力
控除収益合計額（億円）	▲64	▲265	▲666	▲299	▲55	▲331	▲161	▲103	▲164	▲6
以下、主な内訳及び控除収益合計に占める割合										
電気事業雑収益※1	**85.5%**	**56.8%**	**84.3%**	**59.8%**	**73.4%**	**71.5%**	**64.5%**	32.6%	**74.5%**	**100.0%**
託送収益※2	4.9%	2.8%	13.0%	21.3%	7.5%	11.7%	6.0%	9.9%	0.7%	–
事業者間精算収益	9.6%	40.4%	2.5%	18.6%	17.1%	16.7%	29.5%	※3 **57.5%**	24.8%	–
その他	–	0.1%	0.2%	0.4%	2.0%	0.1%	0.0%	–	–	–

（出典）各事業者の2023年度における実績額をもとに控除収益合計を100%として、各項目の割合を算定。
※1 電気事業雑収益は、共架料、設備貸付料、補償金工事益等
※2 託送収益は、接続供給託送収益を除く。設備利用料、広域需給調整融通振替料金等
※3 主に本四・阿南連系線に係る振替供給電力量が増加した影響により控除収益全体に占める割合が高くなっている

制御不能費用　確認結果（サマリ）

- 各事業者の制御不能費用について承認額と実績額を比較したところ、**承認額≧実績額となった事業者が５社**、**承認額＜実績額が５社**であった。
- 承認額と実績額の主な乖離要因は、全体として以下のとおりであった。
  - ✓ （減少要因）調整力確保費用（最終保障供給対応）の収支改善
  - ✓ （増加・減少要因）2023年度のインバランス収支過不足の実績値（見積困難のため直近承認値はゼロ）
  - ✓ （増加要因）税前利益、課税所得の増加に伴う法人税の増加
- 承認額と実績額の乖離割合が比較的高かった事業者は以下のとおりであった。
  - ✓ （北海道NW）承認額比+59億円、主にマストラン運転の増加による調整力確保費用の増加によるもの
  - ✓ （東京PG）承認額比▲214億円、主に最終保障供給対応の収支改善による調整力確保費用の減少によるもの
- なお、省令で規定された**期中調整の基準（累積の乖離額が５年間の収入上限の５％超、税率変更、賠償負担金及び廃炉円滑化負担金の負担額の通知）に該当する事業者はいなかった。**

【参考】制御不能費用の内訳について

- 2023年度の制御不能費用実績の主な内訳及び制御不能費用合計に占める割合は以下のとおり。

※各事業者の上位２位の費目を太字で示している。

	北海道NW	東北NW	東京PG	中部PG	北陸送配電	関西送配電	中国NW	四国送配電	九州送配電	沖縄電力
制御不能費用合計額（億円）	614	1,708	5,260	2,214	443	2,724	878	480	1,657	170
以下、主な内訳及び制御不能費用合計に占める割合										
減価償却費※1	**44.1%**	**45.4%**	**40.0%**	**45.2%**	**48.8%**	**37.0%**	**43.1%**	**36.5%**	**44.0%**	**51.0%**
電源開発促進税	**17.1%**	**16.6%**	**18.9%**	**21.5%**	**22.4%**	**18.3%**	**23.3%**	**19.1%**	**18.4%**	**17.0%**
固定資産税※1	11.5%	12.9%	11.5%	11.7%	12.5%	11.0%	14.2%	12.0%	13.2%	9.8%
法人税等・事業税	4.9%	12.0%	9.9%	7.7%	9.8%	11.5%	15.7%	14.7%	7.0%	6.9%
賠償負担金相当金・廃炉円滑化負担金相当金	2.0%	5.7%	7.5%	3.0%	2.7%	10.4%	2.8%	16.5%	7.4%	－
賃借料※2	5.9%	6.0%	15.1%	5.0%	4.2%	9.5%	6.1%	6.3%	6.6%	7.9%
インバランス収支過不足	4.1%	0.7%	1.7%	▲2.8%	▲2.4%	0.2%	▲0.6%	▲6.3%	4.3%	5.0%
調整力確保費用※3	5.5%	▲1.3%	▲6.8%	▲0.0%	▲0.6%	▲0.5%	▲5.6%	▲0.4%	▲2.6%	1.4%
その他	5.0%	1.9%	2.1%	5.9%	2.5%	2.7%	0.9%	1.5%	1.9%	1.0%

（出典）各事業者の2023年度における実績額をもとに制御不能費用合計を100%として、各費目の割合を算定。
※1 減価償却費及び固定資産税は、2022年度末時点で貸借対照表に計上された固定資産に係る費用
※2 賃借料のうち、法令や国のガイドラインに準じて、単価が設定される費用（占用関係借地料、道路占用料、電柱敷地料、河敷料、線路使用料、線下補償料等）
※3 容量市場拠出金、ブラックスタート電源機能確保費用、最終保障供給対応損益等

【参考】制御不能費用について　1/5

託送料金（レベニューキャップ制度）中間とりまとめ
詳細参考資料（2021年11月24日）

制御不能費用の基本的な考え方

- 一般送配電事業者の裁量によらない外生的な費用や、効率化が困難な費用については予め制御不能費用と定義した上で、実績費用を収入上限に反映し回収する。
- 具体的には、以下の条件、基準に基づいて対象を選定する。

＜制御不能費用の対象条件＞

前提条件	費用算定が可能な費目であるもの （合理的な方法で費用算定を可能とするため）

＜前提条件に加えて、以下のいずれかの基準を満たすものを制御不能費用の対象としてはどうか。＞

基準①	費用変動が外生的に発生する費目 （量・単価の両方が外生的な要因によって変動するもの）
基準②	合理的な代替手段が無く、一般送配電事業者の努力による効率化の取り組みが困難と判断した費目

【参考】制御不能費用について　2 / 5

託送料金（レベニューキャップ制度）中間とりまとめ
詳細参考資料（2021年11月24日）

制御不能費用の対象費目
ー公租公課ー

● 前述の条件、基準を踏まえ、以下の公租公課を制御不能費用の対象とする。

雑税	概要：市町村民税や事業所税等、法令にて支払いが義務づけられている費用 単価：税率は法令により規定／量：事業所等の所在により決定
電源開発促進税	概要：発電施設の設置促進等に充当するため、法令にて支払いが義務づけられている費用 単価：税率は法令により規定／量：販売電力量により決定
事業税	概要：公共サービス等の経費負担として、法令にて支払いが義務づけられている費用 単価：税率は法令により規定／量：各事業年度の収入金額により決定
法人税	概要：法人の所得に対して、法令にて支払いが義務づけられている費用 単価：税率は法令により規定／量：基準に則って算定された課税対象所得により決定
固定資産税 （既存投資分）	概要：保有する固定資産に応じて、法令にて支払いが義務づけられている費用 単価：税率は法令により規定／量：保有する固定資産により決定

【参考】制御不能費用について　3 / 5

託送料金（レベニューキャップ制度）中間とりまとめ
詳細参考資料（2021年11月24日）

制御不能費用の対象費目
－賃借料関連－

● 前述の条件、基準を踏まえ、以下の費用を制御不能費用の対象とする。

占用関係借地料 道路占用料 電柱敷地料 河敷料 線路使用料 線下補償料 （賃借料のうち、法令や国のガイドラインに準じて単価が設定される費目）	概要：送配電設備の設置に伴い、他者の資産等を使用した場合の使用料、賃借料
	単価：①占用関係借地料 ※国の審議会において定められたガイドライン（公共用地の取得に伴う損失補償基準細則）に準じて設定されており、効率化余地無し ②道路占用料、電柱敷地料、河敷料 ※法令（道路法施行令、電気通信事業法施行令、河川法施行令）により定められており、効率化余地無し ③線路使用料、線下補償料 ※国の審議会において定められたガイドライン（公益事業者の電柱・管路等使用に関するガイドライン、公共用地の取得に伴う損失補償基準細則）に準じて設定されており、効率化余地無し 量　：設備形成によって必要な量が決まるが、既存設備については効率化余地が無く、また、新規設備についてはその合理性を事業計画において確認することとしており、実質的に効率化は困難と判断することが可能

【参考】制御不能費用について　4 / 5

託送料金（レベニューキャップ制度）中間とりまとめ
詳細参考資料（2021年11月24日）

制御不能費用の対象費目
－諸費関連①－

● 前述の条件、基準を踏まえ、以下の費用を制御不能費用の対象とする。

受益者負担金	概要：地方自治体の公共工事等に伴い、発生する費用 （電線共同溝や移設工事等、地方自治体による工事のうち、一部を一般送配電事業者が負担することとなっている費用）
	単価：「電線共同溝の整備等に関する特別措置法施行令」等に基づき、負担額が決定するため、効率化余地無し 量　：公共工事の実施有無は、地方自治体によって決まるため、効率化余地無し

－諸費関連②－

● 前述の条件、基準を踏まえ、以下の費用を制御不能費用の対象とする。

広域機関会費	概要：法令により加入が定められた広域機関に支払う費用 単価・量：電気事業法上、一般送配電事業者は広域機関会員への加入が義務付けられている。また、広域機関の会費を含む予算及び事業計画については、経済産業大臣の承認を受けたものであり、効率化は困難

【参考】制御不能費用について　5/5

託送料金（レベニューキャップ制度）中間とりまとめ
詳細参考資料（2021年11月24日）

制御不能費用の対象費目
－調整力関連－

- 前述の条件、基準を踏まえ、以下の費用を制御不能費用の対象とする。

ブラックスタート電源確保費用	概要：ブラックスタートに必要な電源を予め確保するために、必要な費用 単価：公募で決定／量：必要量は広域機関で決定
調相運転用の電源確保費用	概要：電力系統における適正電圧の維持に必要となる無効電力の確保に必要な費用 単価：公募で決定／量：系統の電圧状況（需要者・発電者起因）で決定
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
容量市場拠出金（2024年度以降）	概要：容量提供事業者に対して広域機関が支払う容量確保契約金の原資として、支払う費用 単価：容量市場の約定価格で決定／量：必要量は広域機関で決定（H3需要の7%）

制御不能費用　乖離要因の確認（サマリ）

単位：億円

事業者	①直近承認額	②実績額	③乖離値（②－①）	④乖離要因の分解		
				調整力確保費用	インバランス収支過不足	その他の主な乖離要因
北海道NW	556	614	+59	+16 マストラン運転費用※1 +50 最終保障供給対応 ▲34	+25	【振替損失調整額】+6（振替供給電力量増加）
東北NW	1,689	1,708	+19	▲22 最終保障供給対応 ▲22	+12	【退職給与金】+30（2022年度発生の数理計算上の差異の影響）
東京PG	5,474	5,260	▲214	▲353 最終保障供給対応 ▲353	+88	【法人税】+74（税前利益の増加）
中部PG	2,233	2,214	▲19	▲64 最終保障供給対応 ▲64	▲1	【法人税】+105（税前利益の増加）
北陸送配電	452	443	▲9	▲3 最終保障供給対応 ▲3	▲11	【法人税】+5（税前利益の増加）
関西送配電	2,711	2,724	+13	▲22 最終保障供給対応 ▲22	+7	【法人税】+130（税前利益の増加）
中国NW	911	878	▲33	▲49 最終保障供給対応 ▲49	▲5	【法人税】+39（税前利益の増加）
四国送配電	501	480	▲20	▲2 最終保障供給対応 ▲2	▲30	【法人税】+21（税前利益の増加）
九州送配電	1,637	1,657	+20	▲44 最終保障供給対応 ▲44	+72	【退職給与金】+11（2022年度発生の数理計算上の差異の影響）
沖縄電力	166	170	+4	+0	+9	【事業税】▲3（RC期初算定方法と託送収支算定方法の違い）

※1 熱容量超過防止や系統電圧を適正に維持するなど、電力の安定供給や品質維持のためなどの理由により発電機を常時運転させている費用
※2 小数点以下を四捨五入して計上

制御不能費用　調整力確保費用（最終保障供給対応）

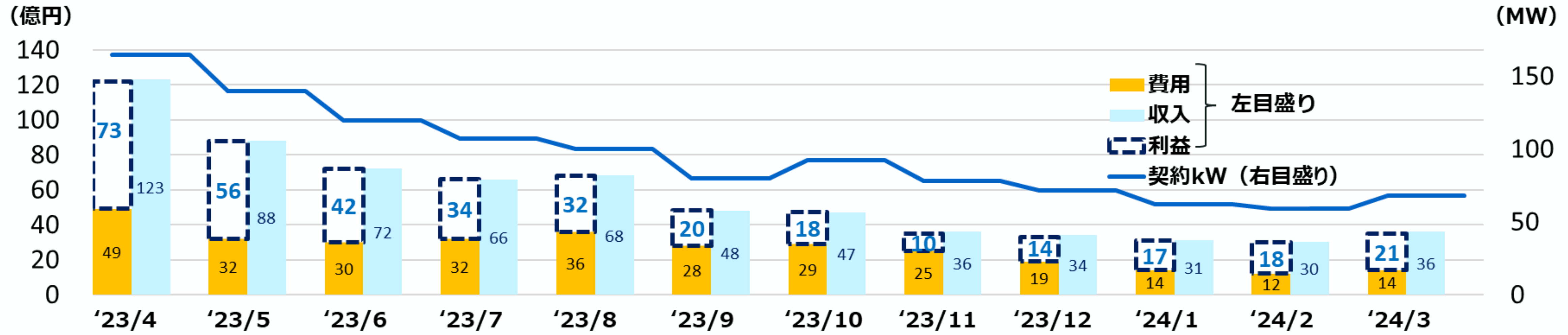
- 最終保障供給対応の収支については、事業者がスポット市場での効率的な原資調達などを実施した結果、対応を行った９社が承認額≧実績額（利益）となった。
- 各事業者の詳細は以下のとおり。

【最終保障供給に係る収支（利益を▲で記載）】

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
直近承認額	▲0.1	0.1	▲3.6	0.6	0.0	▲0.4	▲0.2	▲0.0	▲0.1	-
実績額	▲34	▲22	▲356	▲63	▲3	▲22	▲49	▲2	▲44	-
乖離値	▲34	▲22	▲353	▲64	▲3	▲22	▲49	▲2	▲44	-

【最終保障供給に係る収支の月次推移（東京PGの例）】



制御不能費用　インバランス収支過不足

- インバランス収支の赤字額が多いエリアの状況（主な赤字要因）は以下のとおり。

＜東京PG＞

- 2023年度夏季の需給ひっ迫回避のため、第60回電力・ガス基本政策小委の整理にもとづき追加供給力公募（kW公募）を東京エリアで実施し、公募調達に係る収支が68億円の赤字となったこと等によるもの。

＜九州送配電＞

- 実需給の11分前までにエリアインバランス量を余剰と判断した後に、太陽光発電の下振れによる供給力の低下などでエリアインバランス量が不足となった場合に、インバランス料金単価と自エリアで稼働した調整力の加重平均単価との間に乖離が発生。（第49回会合で確認した2022年度の乖離要因と同様）

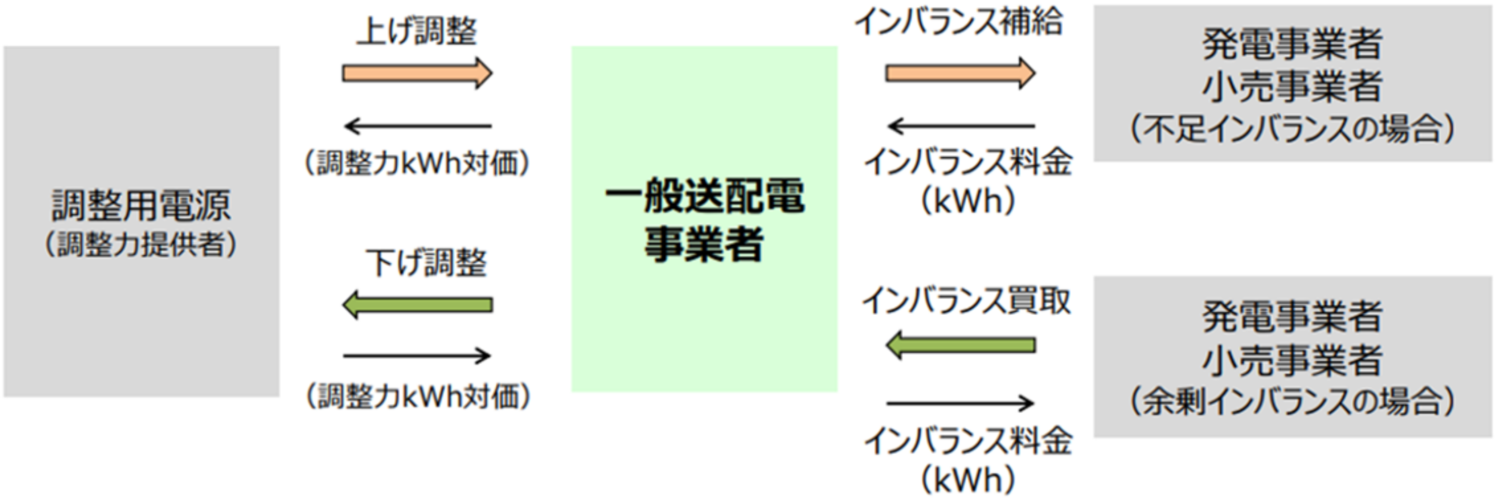
【参考】インバランス料金の仕組み

第49回料金制度専門会合
資料４（2023年11月8日）

（参考）インバランス料金の仕組み

- **インバランス**（計画と実績の過不足）**を発生させた**発電事業者又は小売事業者（**バランシンググループ**）は、**インバランス分の電気について、一般送配電事業者との間で事後精算**する。
- **個々の**発電事業者又は小売事業者（**バランシンググループ**）が**発生させた不足インバランス量・余剰インバランス量は一部が相殺**され、**エリア全体のインバランス量**が残る。**これを調整するために、一般送配電事業者は、調整力を稼働**させ、**調整力提供者に対して対価**を支払う。
- 不足インバランスのインバランス補給料金単価と、余剰インバランスのインバランス買取料金単価は**同一**であり、**一般送配電事業者が用いる調整力のkWh単価を参照して決定**される。

「インバランス料金制度等について」
（2022年１月28日）



54

【参考】広域運用された調整力と自エリアで稼働した調整力の関係性

第49回料金制度専門会合
資料４（2023年11月8日）

（参考）上げ調整力単価（V1）と下げ調整力単価（V2）の関係

- 一般送配電事業者は、エリア全体のインバランス量について、不足の場合に上げ調整力を用い、余剰の場合に下げ調整力を用いる。その際の単価を、それぞれV1単価、V2単価といい、**一般にV1単価＞V2単価**の関係にある。
- 実需給20分前に下げ調整力を用いる想定であった場合、広域運用調整力はV2単価を参照することになり、**インバランス単価も当該V2単価**を参照することとなる。**その後、実需給までに状況が変わり、上げ調整力を用いることになった場合、一般送配電事業者はV1単価を参照しつつ、エリア内の調整力提供者に対して対価を支払う**ことになる。
- こうした状況においては、一般送配電事業者にとっては、**インバランス料金収入を上回る支出が発生**し、赤字が発生することになる。

事後検証費用　確認結果（サマリ）

- 各事業者の事後検証費用について承認額と実績額を比較したところ、**承認額≧実績額となった事業者が４社**、**承認額＜実績額が６社**であった。
- 承認額と実績額の主な乖離要因は、全体としては以下のとおりであった。
  - ✓ （増加・減少要因）調整力確保費用（持替費用、三次調整力①調達）の単価及び数量の差異
  - ✓ （増加・減少要因）2023年度の災害復旧費用の増減、2022年度の災害に係る扶助交付金の交付
- 承認額と実績額の乖離割合が比較的高かった事業者は以下のとおりであった。
  - ✓ （中部PG）承認額比▲134億円、主に調整力確保費用（持替費用、三次調整力①調達）の減少によるもの
  - ✓ （北陸送配電）承認額比＋96億円、主に災害復旧費用（能登半島地震）の発生によるもの

【参考】事後検証費用の内訳について

- 2023年度の事後検証費用実績の主な内訳及び事後検証費用合計に占める割合は以下のとおり。

※各事業者の上位１位の費目を太字で示している。

	北海道NW	東北NW	東京PG	中部PG	北陸送配電	関西送配電	中国NW	四国送配電	九州送配電	沖縄電力
制御不能費用合計額（億円）	281	258	1,371	391	244	724	196	123	284	90
以下、主な内訳及び事後検証費用合計に占める割合										
調整力確保費用※1	**82.6%**	**89.0%**	**79.7%**	**70.1%**	42.2%	**89.6%**	**83.3%**	**97.4%**	**91.4%**	**94.6%**
託送料※2	16.3%	6.2%	4.8%	4.6%	3.0%	3.3%	2.7%	2.0%	2.7%	－
事業者間精算費	1.4%	1.6%	14.8%	23.1%	5.6%	5.3%	8.6%	0.8%	1.5%	－
災害復旧費用※3	▲1.0%	▲0.7%	0.0%	0.7%	**48.0%**	0.3%	0.1%	▲1.2%	1.8%	5.3%
その他	0.8%	3.9%	0.8%	1.5%	1.2%	1.5%	5.4%	1.0%	2.6%	0.1%

（出典）各事業者の2023年度における実績額をもとに事後検証費用合計を100%として、各費目の割合を算定。
※1 電源Ⅰ・Ⅰ´公募費用、電源持替費用、需給調整市場における三次調整力①の調達費用等
※2 地域間連系設備の増強等に係る費用
※3 災害復旧費用と災害等扶助交付金（収入）の差額

【参考】事後検証費用について

託送料金（レベニューキャップ制度）中間とりまとめ
詳細参考資料（2021年11月24日）

制御不能費用には分類しない費用（事後検証を行う費用）

- 以下の費用については、外生的な要因に影響を受ける一方で、一定の効率化を求める点も考えられることから、制御不能費用には分類せず、事後的に確認、検証を行った上で、必要な調整を行う。

費用（大項目）	費用（小項目）	特に留意、確認すべき事項
託送料	地域間連系設備の増強等に係る費用（9社負担分）	✓ 増強費用の金額については、国による査定に加え、工事主体の事業者に対し、その他の事業者が事前に効率化を求めていくべきという観点から、事後的に確認が必要。
事業者間精算費		✓ 各事業者が他社の託送原価に対し、事前に効率化を求めていくべきという観点から、事後的に確認が必要。
補償費		✓ 当事者同士の交渉を踏まえて、補償金額が過大となっていないか、適切な交渉が実施されているか、事後的に確認が必要。
災害復旧費用		✓ 災害の規模や頻度が事前に予期できないことや、迅速な対応を優先する観点から、費用が上昇する可能性が高い。一方で、災害時においても何らかの効率化を求める観点からは、過去の災害時における復旧費用との比較等を通じて、事後的に復旧費用の妥当性を検証することが必要。
調整力費用	調整力固定費（～2023年度）及び調整力可変費	✓ 我が国においては、今後順次、広域調達や需給調整市場での調達に移行していく中で、市場の広域化、成熟を通じてマーケット価格については、低減の余地があると考えられることから、事後的にその状況を確認することが必要。
	需給調整市場における1次～3次調整力①の調達費用	

事後検証費用　乖離要因の確認（サマリ）　1/2

単位：億円

事業者	①直近承認額	②実績額	③乖離値（②－①）	③乖離要因の分解	
				調整力確保に要する費用	その他の主な乖離要因
北海道NW	266	281	+15	+19 電源Ⅰ・Ⅰ´公募 +5 持替費用 +21 三次調整力① ▲4	【災害復旧費用】▲5 2022年度災害等扶助交付金の交付（紋別暴風雪災害）▲4 2023年度災害復旧費用発生の減 ▲2
東北NW	255	258	+3	+2 電源Ⅰ・Ⅰ´公募 +3 持替費用 +53 三次調整力① ▲54	【災害復旧費用】▲5 2022年度災害等扶助交付金の交付 ▲9 2023年度災害復旧費用発生の増（台風13号、能登半島地震等）+4 【補償費】+8（超高圧送電線路の電波受信障害対策役務の対価）
東京PG	1,284	1,371	+87	＋13 電源Ⅰ・Ⅰ´公募 ▲50 持替費用 +25 三次調整力① ▲37 その他 +76	【事業者間精算費】+82（他エリアからの振替供給量の増加） 【災害復旧費用】▲13（2023年度災害復旧費用発生の減）
中部PG	525	391	▲134	▲154 持替費用 ▲94 三次調整力① ▲40 その他 ▲22	【託送料】+24（飛騨信濃FC利用料等の増）
北陸送配電	147	244	+96	▲31 持替費用 ▲15 三次調整力① ▲17	【災害復旧費用】+117（能登半島地震 特損等） 【事業者間精算費】+10（他エリアからの振替供給量の増加）

※ 小数点以下を四捨五入して計上

事後検証費用　乖離要因の確認（サマリ）　2/2

単位：億円

事業者	①直近承認額	②実績額	③乖離値（②－①）	③乖離要因の分解	
				調整力確保に要する費用	その他の主な乖離要因
関西送配電	754	724	▲29	+32 電源Ⅰ・Ⅰ´公募 +7 持替費用 ▲174 三次調整力① +199	【事業者間精算費】▲43（他エリアからの振替供給量の減少）
中国NW	234	196	▲38	▲24 持替費用 +18 三次調整力① ▲53	
四国送配電	101	123	+22	+27 電源Ⅰ・Ⅰ´公募 +5 三次調整力① +22	【災害復旧費用】▲5 2022年度災害復旧に対する災害等扶助交付金の交付　▲3 2023年度災害復旧費用発生の減 ▲3
九州送配電	315	284	▲31	▲27 持替費用 +7 三次調整力① ▲38	【災害復旧費用】▲5（2023年度災害復旧費用発生の減）
沖縄電力	71	90	+19	+16 持替費用 +16	【災害復旧費用】+3 2022年度災害等扶助交付金の交付　▲3 2023年度災害復旧費用発生の増（大型台風）　+6

※ 小数点以下を四捨五入して計上

事後検証費用　災害復旧費用（能登半島地震）

第59回料金制度専門会合
資料３－１（2024年8月20日）

3-2. 電力設備の被害状況（復旧費用）

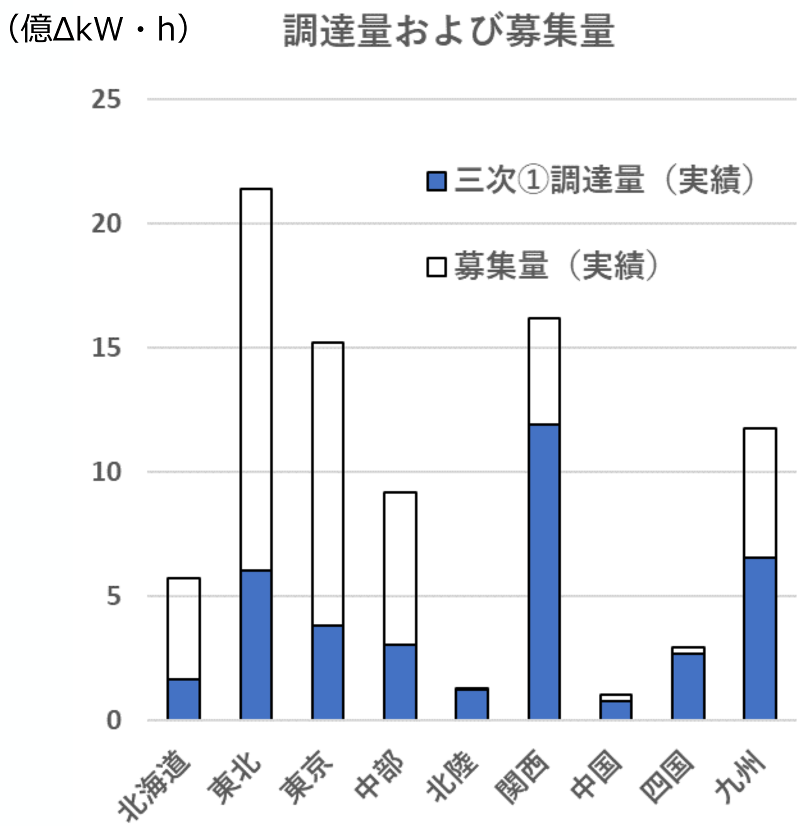
- 配電設備を中心に甚大な設備被害が発生し、2023年度は修繕費等の復旧費用として**116億円の特別損失を計上**
- 2024年度以降は、60億円程度の設備投資を見込んでおり、**復旧費用総額は180億円程度となる見込み**

<復旧費用総額：180億円程度>

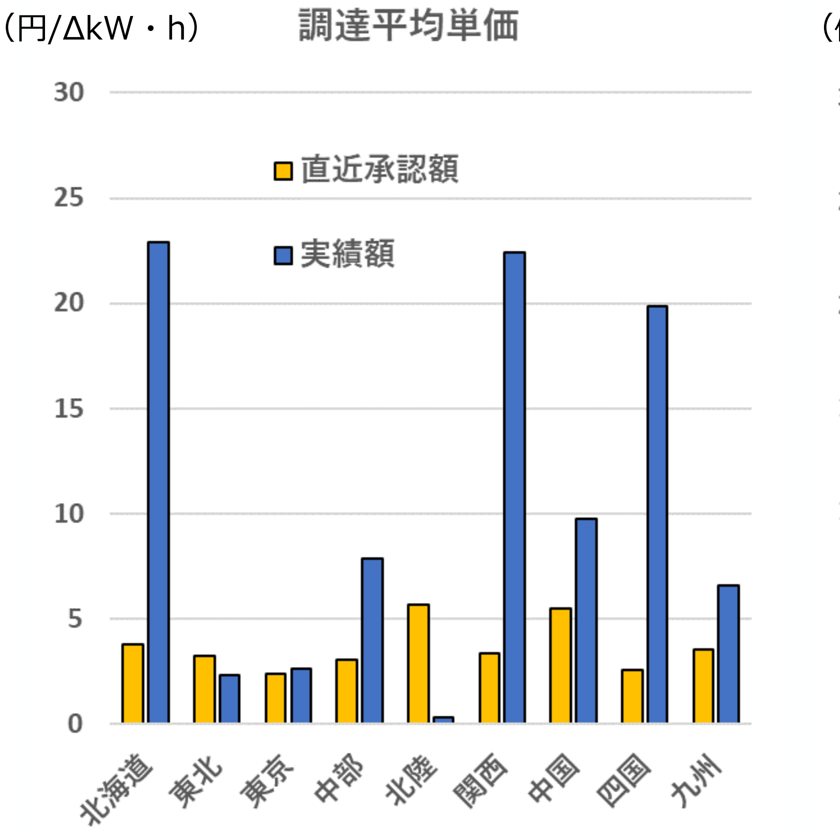
特別損失 **116億円** （2023年度計上）	○ **早期の停電復旧対応（仮復旧費用）:60億円程度** ・電線接続や支持物の補強等の仮工事 ・他電力等からの応援費用 ・発電機車の活用　など ○ **電力設備の本復旧（修繕・除却）：60億円程度** ・鉄塔、変圧器、支持物等の修理 ・資産滅失相当　など
設備投資 **60億円程度※** （2024年度以降） ※2024年3月末時点の見積値	○ **電力設備の本復旧（取替）：60億円程度** ・配電：電柱建替　など

事後検証費用　調整力確保費用（三次調整力①の調達費用）

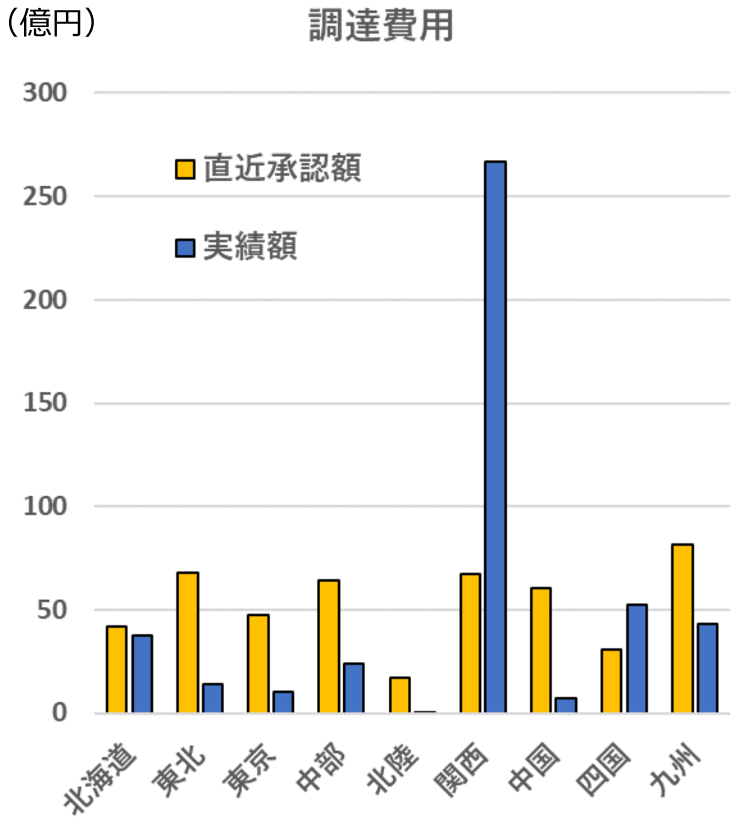
- 三次調整力①の調達費用について、全エリアで調達量の未達が発生したことなどにより、７社で承認額≧実績額となった一方、調達量の未達によって高額商品が約定したことなどにより、調達平均単価が高騰しているエリアがあり、２社で承認額＜実績額となった。



※調達量および募集量はEPRXデータより、事務局にて作成



※平均調達単価（実績額）は調達費用÷調達量にて作成



事後検証費用　調整力確保費用（電源持替費用）

- 電源持替費用は、一般送配電事業者が調整電源の出力調整を行うことにより、上げ調整余力確保の他、再エネ抑制に対応するための下げ代確保、時間内変動への対応等を行うための費用であり、需給調整市場での調整力の調達状況※などの要因で増減が発生する。
  ※需給調整市場で調達できなかった調整力は調整電源の持替等により確保する必要があり、未達状況に応じて電源持替量が増減すると考えられる。
- また、電源持替単価は、発電事業者が登録する調整単価を基に、メリットオーダー運用した結果であり、外生的に変動が生じる。
- なお、本費用は、第21回料金制度専門会合で整理の通り、直接的に算定することは困難であり、調整電源の精算額から、インバランスに対応した費用等を差し引くことで特定している（次頁参照）。
- 乖離値が大きい関西送配電は、ウクライナ情勢による燃料価格影響で高騰していた調整単価が、2023年度以降落ち着いたこと等による単価の減に加え、需要減少や三次調整力①として調達した電源の機能等により持替で確保する調整力が減少したことなどにより、費用減となった。

単位：億円

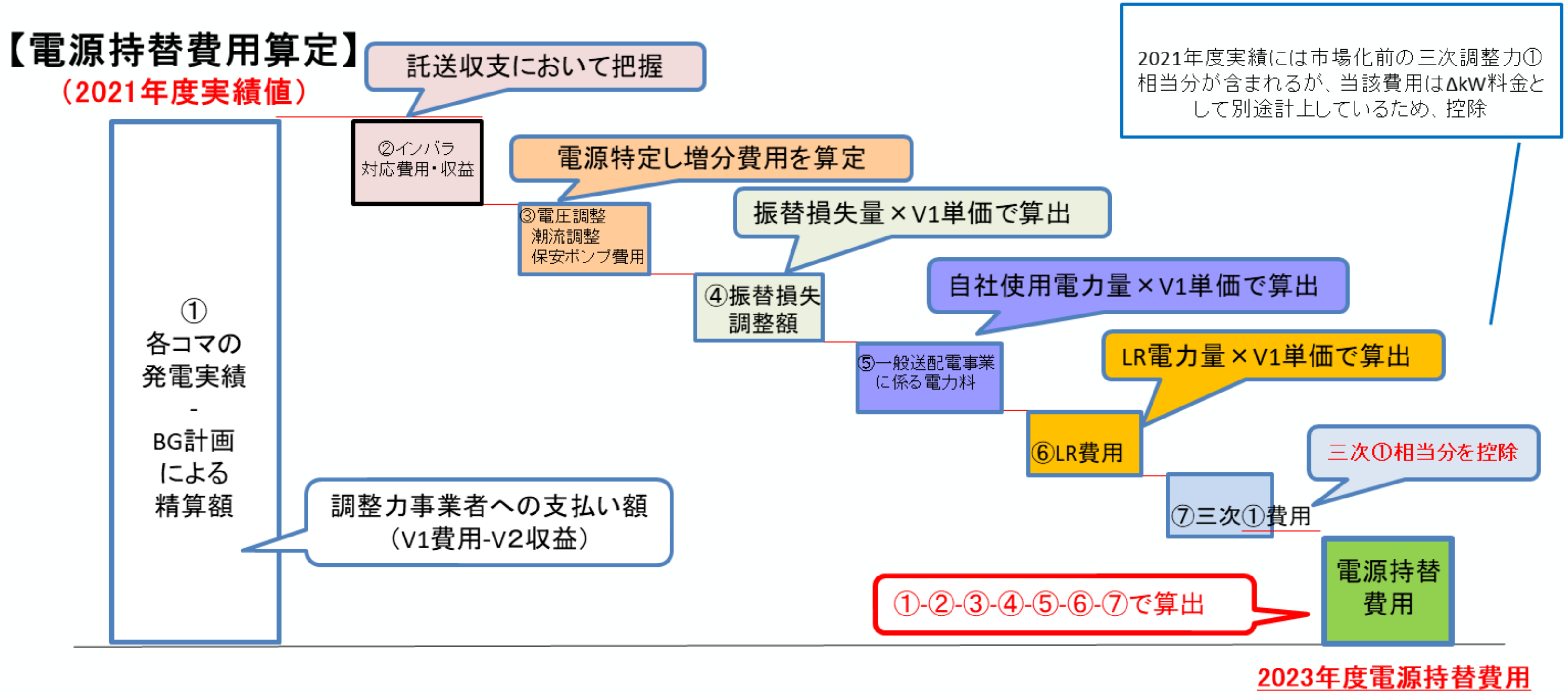
	北海道NW	東北NW	東京PG	中部PG	北陸送配電	関西送配電	中国NW	四国送配電	九州送配電	沖縄電力
直近承認額	47	69	447	113	39	357	21	12	21	33
実績額	68	122	472	19	24	183	40	12	29	49
乖離値	21	53	25	▲94	▲15	▲174	18	0.1	7	16

【参考】電源持替費用の単価算定

第21回料金制度専門会合
資料３（2022年10月5日）

（参考）調整力可変費の算出方法

- 調整電源との費用精算額は、コマ毎における「発電計画と実績の差（調整電力量）」に「発電機ごとのV1（上げ調整単価）・V2（下げ調整単価）」を乗じて算定している（①）。
- 直接的に電源持替費用は算定することは困難であることから、上記①からインバランス費用（②）、電圧調整・潮流調整・保安ポンプ費用（③）、振替損失調整額（④）、一般送配電事業に係る電力料（⑤）、LR費用（⑥）、三次①費用（⑦）等を差引くことで、2023年度の電源持替費用を特定。



まとめ

- 事務局が整理した内容を報告させていただいたとおり、前提計画および費用計画の2023 年度の進捗状況について確認した。
- 費用計画のOPEXについては、各社効率化施策による費用削減に取り組んでいるものの、**送配電設備の巡視点検費用等の労務費単価増や、給料手当等（賞与含む）の単価増等により直近承認額を実績値が上回る事業者が６社あった。**
- 費用計画のその他費用については、**工事の工程内容の変更や繰延などにより、修繕費や固定資産除却費の減少等により直近承認額を実績値が下回る事業者が８社あった。**
- 費用計画の制御不能費用及び事後検証費用については、最終保障供給対応や三次調整力①調達等に係る調整力確保費用による影響が一部の事業者で多額に発生していた。
- なお、OPEX及びその他費用の修繕費、委託費等に関しては、**労務費単価等の増加影響によるコスト増加が各事業者から報告**されたところ。一方で、各事業者における対象費用及び算定方法の平仄は合っていないことから、労務費単価等の増加影響を正確に把握するためには、**データの精緻化及び算定方法の統一化を図ることが必要**と考えられる。
- 上記の内容及び2024年度以降の計画を踏まえ、来年度以降も事業者の取組実績の進捗状況の評価を行っていく。特に、レベニューキャップ制度の事後調整に影響を与える費用項目については、各事業者の**乖離内容及び金額の適切性**に注視して、引き続き状況を確認していくこととしたい。