資料１

電力会社７社の規制料金の改定について

令和５年５月 16 日
物価問題に関する関係閣僚会議

令和４年 11 月 24 日に申請された東北電力株式会社、11 月 25 日に申請された中国電力株式会社、11 月 28 日に申請された四国電力株式会社並びに沖縄電力株式会社、11 月 30 日に申請された北陸電力株式会社、令和５年１月 23 日に申請された東京電力エナジーパートナー株式会社及び１月 26 日に申請された北海道電力株式会社の料金改定については、厳正な査定を行った結果、別紙「特定小売供給約款の変更認可申請に係る査定方針」を認めることとする。

政府は、本料金改定が消費者に与える影響が極めて大きいことなどに鑑み、消費者の理解を得るための分かりやすく丁寧な情報提供・説明を積極的に行うこととする。

併せて、経済産業省は、消費者庁と連携して各事業者のコスト効率化の取組等に係るフォローアップを行うなど、適切な対応を取ることとする。

経済産業省

特定小売供給約款の
変更認可申請に係る査定方針

2023年5月16日

経済産業省

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
- **6－1．　需要想定･供給力**
- **6－2．　経営効率化**
- **6－3．　燃料費**
- **6－4．　購入･販売電力料**
- **6－5．　原子力バックエンド費用**
- **6－6．　人員計画･人件費**
- **6－7．　修繕費**
- **6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）**
- **6－9．　事業報酬**
- **6－10．その他経費**
- **6－11．公租公課**
- **6－12．控除収益**
- **6－13．費用の配賦**
- **6－14．レートメーク･約款**

7．参考資料

本資料の位置づけ

- 本資料は、**みなし小売電気事業者7者**（北海道・東北・東京・北陸・中国・四国・沖縄）が2022年11月及び2023年1月に経済産業大臣に対して行った**特定小売供給約款の変更認可申請**（以下「本申請」という。）**に係る査定方針**である。
- 本申請については、電力・ガス取引監視等委員会において、**料金制度専門会合で計16回（第28回～第43回）**、**審査チームによるインナー会合も含めると計49回にわたって厳格かつ丁寧に審査**を行った。

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

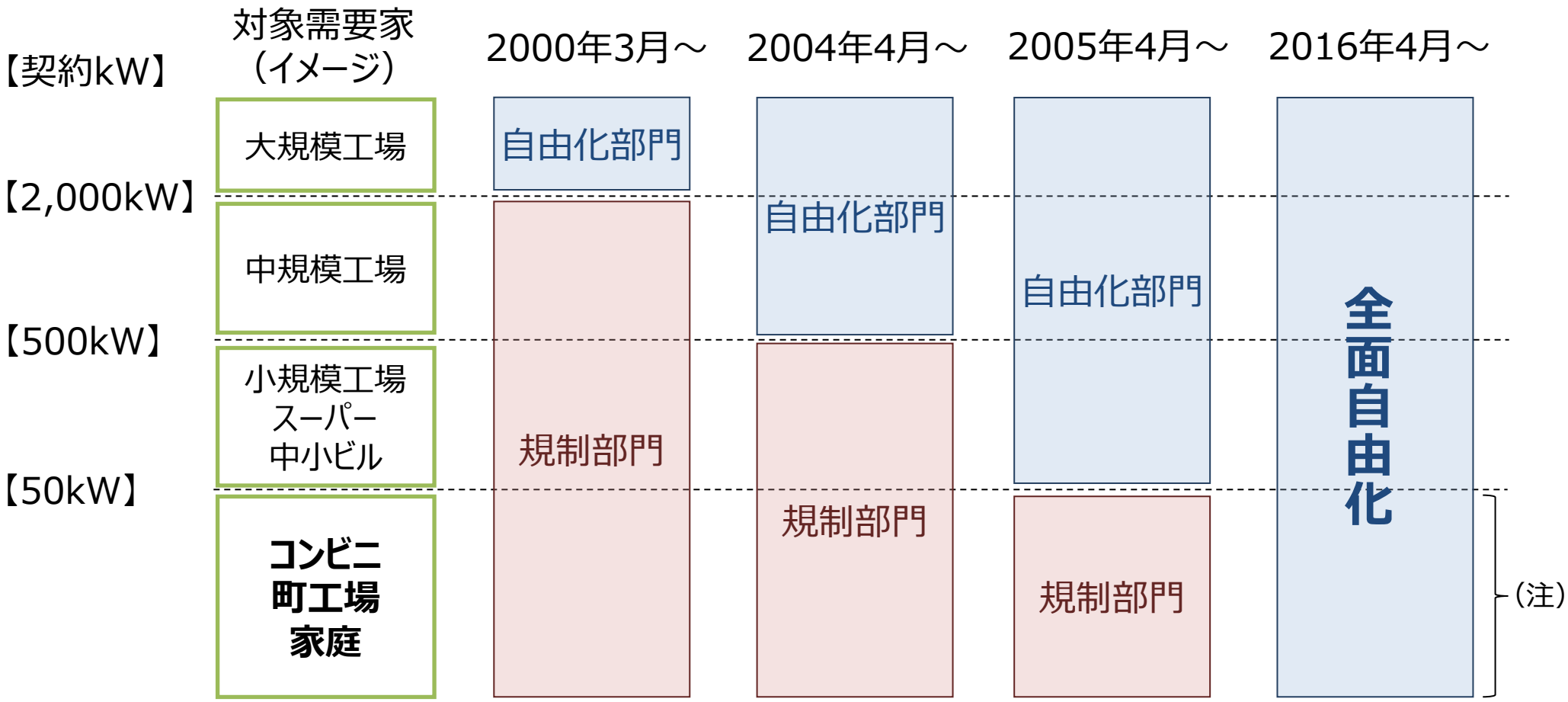
5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
6－1．　需要想定･供給力
6－2．　経営効率化
6－3．　燃料費
6－4．　購入･販売電力料
6－5．　原子力バックエンド費用
6－6．　人員計画･人件費
6－7．　修繕費
6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
6－9．　事業報酬
6－10．その他経費
6－11．公租公課
6－12．控除収益
6－13．費用の配賦
6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

電力の小売全面自由化の経緯

- 2000年以降、電力小売について段階的に自由化（新規参入）が進められてきた。
- 2016年4月からは、一般家庭やコンビニ等を含めた全ての需要家が、電力会社や料金メニューを自由に選択できるようになった。ただし、需要家保護の観点から、規制料金が残されている。



（注）需要家保護のため、経過措置として、少なくとも2020年まで規制料金を残すこととされ、今日まで存置（需要家は規制料金も選択可能）。

特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

- 2016年4月の電力の小売全面自由化に際しては、大手電力会社による**「規制なき独占」に陥る事態を防ぐ**ため、**低圧需要家向けの小売規制料金**について**経過措置を講じる**こととされた。
- 当該経過措置は、2020年3月末をもって撤廃されたものの、同年4月以降は、「電気の使用者の利益を保護する必要性が特に高いと認められるもの」として経済産業大臣が指定した大手電力会社の供給区域において、**引き続き、規制料金（特定小売供給約款料金）が存続**されている。（※2023年1月時点では、契約口数ベースで低圧の**約6割が規制料金**。）
- 大手電力会社は、**規制料金について**、電気事業法等の一部を改正する法律（平成26年法律第72号。以下「改正法」という。）附則に基づいて**特定小売供給約款を定め**、経済産業大臣の認可を受けることが必要であり、これを**変更しようとするときも、認可が必要**である。
- また、改正法附則において、経済産業大臣は、申請のあった特定小売供給約款が**以下のいずれにも適合していると認めるときは、認可をしなければならない**こととされている。

  ①料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものであること。

  ②料金が供給の種類により定率又は定額をもって明確に定められていること。

  ③みなし小売電気事業者及び電気の使用者の責任に関する事項並びに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。

  ④特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。

特定小売供給約款の変更認可申請に係る意見聴取①

- 2022年11月及び2023年1月に、改正法附則第18条第1項の規定に基づき、**大手電力会社（みなし小売電気事業者）7社**（北海道・東北・東京・北陸・中国・四国・沖縄）が経済産業大臣に対して、**特定小売供給約款の変更認可申請**（以下「本申請」という。）を行った。
- その上で、改正法附則第25条の5第1項第1号の規定に基づき、**経済産業大臣から電力・ガス取引監視等委員会**（以下「委員会」という。）**に対して、本申請に係る意見聴取**を行った。

変更認可申請日及び意見聴取日

事業者		事業者から経済産業大臣への変更認可申請日	経済産業大臣から委員会への意見聴取日
①	東北電力株式会社	2022年11月24日	2022年12月1日
②	中国電力株式会社	2022年11月25日	
③	四国電力株式会社	2022年11月28日	
④	沖縄電力株式会社	2022年11月28日	
⑤	北陸電力株式会社	2022年11月30日	
⑥	東京電力エナジーパートナー株式会社	2023年1月23日	2023年1月30日
⑦	北海道電力株式会社	2023年1月26日	

特定小売供給約款の変更認可申請に係る意見聴取②

- 経済産業大臣からの意見聴取を踏まえ、2022年12月及び2023年2月に行われた委員会で、**本申請に係る査定方針案**などを、**料金制度専門会合**（以下「専門会合」という。）で**中立的・客観的かつ専門的な観点で検討**することとした。
- これを受け、専門会合では、本申請に係る特定小売供給約款料金が**「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則**（平成28年経済産業省令第23号）**」に則って算定**されていることを前提に、**「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領**（平成28年4月制定）**」に照らして妥当なものであるか審議**した。
- また、専門会合では、改正法附則第22条に基づく**「公聴会」**や、経済産業省が募集する**「国民の声」を通じて寄せられた御意見**、**関係省庁等からの御意見を踏まえて検討**した。公聴会では、専門会合の委員も参加し、意見陳述人からの意見陳述や「国民の声」に対して発言を行った。

公聴会・「国民の声」のスケジュール

事業者		公聴会の開催日・開催場所		「国民の声」の募集期間
①	北海道電力株式会社	2023年4月20日	北海道札幌市	2023年2月14日～2023年4月20日
②	東北電力株式会社	2023年2月16日	宮城県仙台市	2022年12月5日～2023年2月16日
③	東京電力エナジーパートナー株式会社	2023年4月13日	東京都千代田区	2023年2月14日～2023年4月13日
④	北陸電力株式会社	2023年2月14日	富山県富山市	2022年12月5日～2023年2月14日
⑤	中国電力株式会社	2023年2月9日	広島県広島市	2022年12月5日～2023年2月9日
⑥	四国電力株式会社	2023年2月1日	香川県高松市	2022年12月5日～2023年2月1日
⑦	沖縄電力株式会社	2023年1月30日	沖縄県那覇市	2022年12月5日～2023年1月30日

【参考】参照条文

電気事業法等の一部を改正する法律（平成26年法律第72号）附則

（みなし小売電気事業者の特定小売供給約款）

第十八条　みなし小売電気事業者は、附則第十六条第一項の義務を負う間、特定小売供給に係る料金その他の供給条件について、経済産業省令で定めるところにより、特定小売供給約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。これを変更しようとするときも、同様とする。

２　経済産業大臣は、前項の認可の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認可をしなければならない。

一　料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものであること。

二　料金が供給の種類により定率又は定額をもって明確に定められていること。

三　みなし小売電気事業者及び電気の使用者の責任に関する事項並びに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。

四　特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。

３～８　（略）

（公聴会）

第二十二条　経済産業大臣は、附則第十六条第四項の規定によりなおその効力を有することとされる旧電気事業法第二十三条第三項（特定小売供給約款に係るものに限る。）又は附則第十七条第一項（指定旧供給区域の増加に係るものに限る。）、第十八条第一項若しくは第二十条第一項の規定による処分をしようとするときは、公聴会を開き、広く一般の意見を聴かなければならない。

第二十五条の五　経済産業大臣は、次に掲げる場合には、あらかじめ、委員会の意見を聴かなければならない。

一　附則第九条第一項若しくは第四項、第十八条第一項又は第二十条第一項若しくは第四項の認可をしようとするとき。

二～六　（略）

２　（略）

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
6－1．　需要想定･供給力
6－2．　経営効率化
6－3．　燃料費
6－4．　購入･販売電力料
6－5．　原子力バックエンド費用
6－6．　人員計画･人件費
6－7．　修繕費
6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
6－9．　事業報酬
6－10．その他経費
6－11．公租公課
6－12．控除収益
6－13．費用の配賦
6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

規制料金の改定申請と補正

- 今回の特定小売供給約款の変更認可申請は、2022年2月のウクライナ侵攻に伴う**燃料価格の高騰などを背景に行われたもの**である。
- その上で、変更認可申請後、燃料価格などが大きく変動する中、**燃料費等の採録期間の在り方**について、料金制度専門会合で議論を行った。
- その後、電力・ガス取引監視等委員会における審議を経て、2023年3月16日に経済産業大臣に対して、「**直近の燃料価格、卸電力市場価格及び電力先物価格を踏まえて原価等を再算定することが適切である**」旨の回答を行った。
- これを踏まえ、経済産業大臣から各事業者に対して補正を指示し、2023年3月末に、各事業者から補正の提出が行われた。
- 当該補正によって、**燃料費の算定に用いる燃料価格及び燃料費調整制度における基準燃料価格の採録期間**は、**2022年11月～2023年1月**とすることとなった。また、**卸電力市場価格**についても、2023年2月における東京商品取引所の2023年度各限月の**電力先物価格の平均値を採用**し、当該平均値を基に、**過去1年の各月のコマ別の実績価格を補正**することとした。なお、これらの補正に係る検討の経緯として、料金制度専門会合（第37回及び第38回）の資料を、「７．参考資料」に添付している。
- これらの補正は、基本的に「燃料費」及び「購入・販売電力料」に係るものであるが、補正に伴って変更が行われた項目（例：需要想定・供給力）について、本資料では、基本的に、補正後の内容を基に記載している。

各事業者の申請概要（当初申請及び補正）

- 今回の料金改定申請について、**当初申請の概要**と、直近の燃料価格などを踏まえた各事業者による**補正の概要**は、以下のとおり。

（単位：億円、単位未満は四捨五入）

	北海道電力			東北電力			東京電力EP			北陸電力			中国電力			四国電力			沖縄電力		
	現行 13-15	当初申請	補正	現行 13-15	当初申請	補正	現行 12-14	当初申請	補正	現行 08	当初申請	補正	現行 08	当初申請	補正	現行 13-15	当初申請	補正	現行 08	当初申請	補正
燃料費	2,098	3,582	3,211	4,938	11,299	11,213	24,538	-	-	1,023	3,992	3,744	2,910	5,468	5,448	1,280	2,447	2,292	394	971	944
購入電力料	912	1,940	1,879	3,540	9,016	6,193	7,898	67,097	56,281	413	2,038	2,020	1,710	4,868	4,643	641	2,321	2,137	139	507	478
販売電力料	▲34	▲934	▲1,034	▲2,065	▲7,107	▲5,724	▲1,551	▲15,310	▲11,254	▲618	▲2,192	▲1,861	▲263	▲2,248	▲2,097	▲180	▲1,744	▲1,418	-	▲135	▲127
人件費	208	229	229	472	459	459	1,241	261	261	227	241	241	457	291	291	225	196	196	87	66	66
修繕費	540	434	434	722	868	868	1,686	1	1	337	415	415	438	488	488	310	317	317	85	80	80
減価償却費	537	355	355	1,002	971	971	2,779	98	98	642	329	329	525	701	701	284	329	329	92	87	87
その他※1	538	736	736	1,038	1,138	1,138	3,126	1,040	1,040	310	514	514	661	783	783	526	631	631	104	72	72
公租公課	195	208	208	363	481	481	1,014	141	141	193	200	200	255	308	308	137	167	167	23	31	31
原子力バックエンド費用	56	46	46	24	155	155	362	-	-	46	57	57	102	114	114	88	152	152	-	-	-
事業報酬	278	323	323	536	660	660	1,726	299	299	290	255	255	268	527	527	191	209	209	52	62	62
控除収益	▲52	▲127	▲127	▲91	▲161	▲161	▲341	▲62	▲62	▲31	▲113	▲113	▲92	▲282	▲282	▲64	▲188	▲188	▲11	▲8	▲8
総原価※2	5,277	6,792	6,260	10,480	17,779	16,252	42,478	53,563	46,804	2,833	5,737	5,802	6,971	11,018	10,924	3,437	4,836	4,823	967	1,732	1,684
規制料金原価※3	1,341	1,763	1,672	2,705	3,570	3,368	10,093	13,037	11,865	423	607	611	1,100	1,425	1,418	629	798	796	606	859	842
規制料金原価の改定率※4	-	**31.4%**	**24.6%**	-	**32.0%**	**24.5%**	-	**29.2%**	**17.5%**	-	**43.4%**	**44.4%**	-	**29.5%**	**28.8%**	-	**26.8%**	**26.6%**	-	**41.7%**	**39.0%**

※1 固定資産除却費及びその他経費を含む。
※2 送配電関連費を除く。
※3 送配電関連費を含む（「現行」及び「当初申請」にもレベニューキャップ制度の導入に伴う託送料金の改定影響を加味）。沖縄は規制料金全体（低圧・高圧）の数値。　※4「現行」との比較値。

標準的な家庭における電気料金の試算結果

- 各事業者の当初申請と補正後の内容に基づき、**標準的な家庭における電気料金**（使用量を30A・400kWh／月と想定）**の月額**を試算すると、以下のとおり。

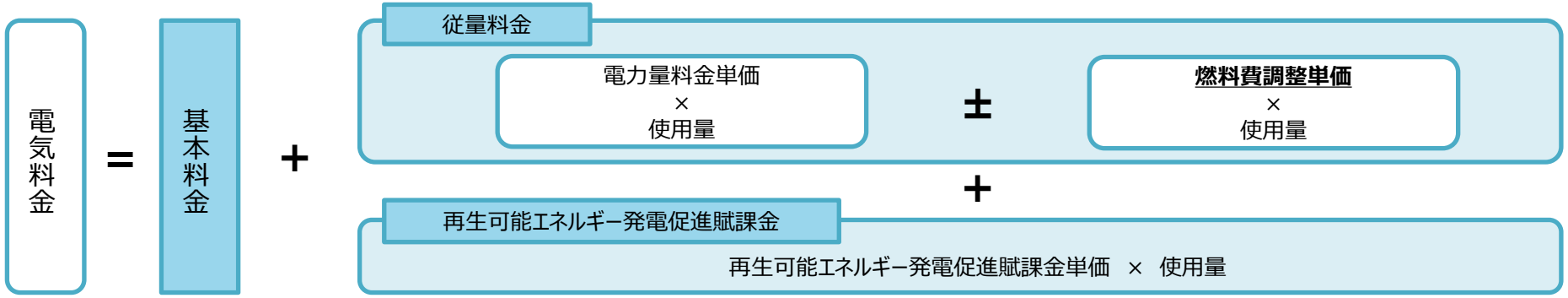
	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
現行※1	15,662円 39円/kWh	13,475円 34円/kWh	14,444円 36円/kWh	11,155円 28円/kWh	13,012円 33円/kWh	12,884円 32円/kWh	14,074円 35円/kWh
当初申請※2	20,714円 52円/kWh	17,852円 45円/kWh	18,458円 46円/kWh	16,491円 41円/kWh	17,426円 44円/kWh	16,609円 42円/kWh	20,045円 50円/kWh
改定率（当初申請）	+32%	+32%	+28%	+48%	+34%	+29%	+42%
補正後※2	19,738円 49円/kWh	16,846円 42円/kWh	16,842円 42円/kWh	16,601円 42円/kWh	17,335円 43円/kWh	16,575円 41円/kWh	19,709円 49円/kWh
改定率（補正後）	+26%	+25%	+17%	+49%	+33%	+29%	+40%

※1：レベニューキャップ制度の導入に伴う託送料金の改定影響を含まない数値。
※2：レベニューキャップ制度の導入に伴う託送料金の改定影響を加味した数値。

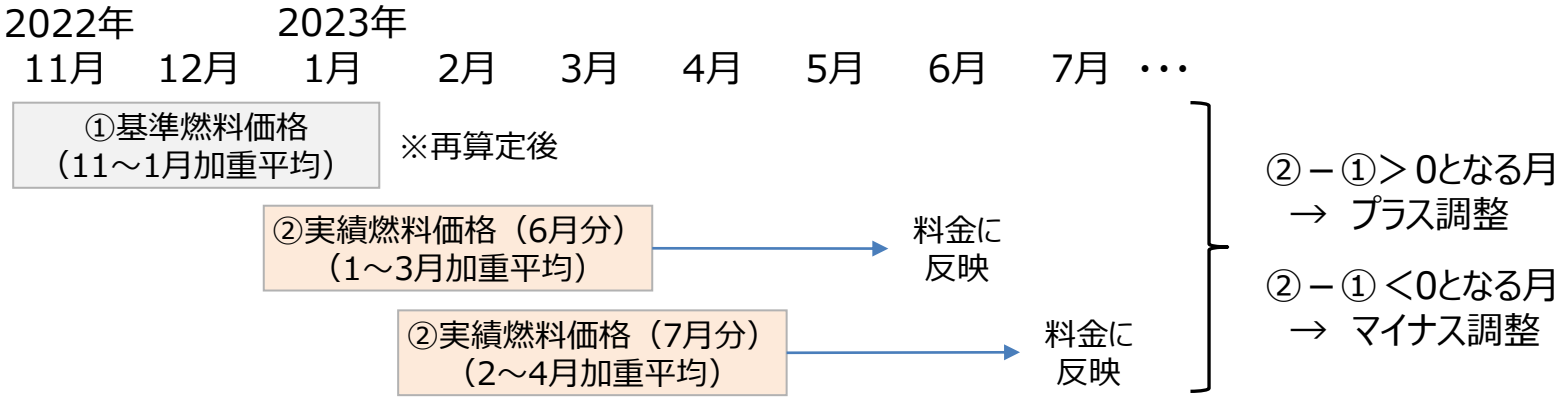
燃料費調整制度の概要

- 燃料費調整制度は、**原油・LNG・石炭の燃料価格**（為替を反映した円建ての日本着ベースの価格）**の変動**を、毎月の電気料金に反映する仕組みである。
- **①料金申請の直前3か月**（※今回は再算定に伴って「2022年11月～2023年1月」に変更）**の貿易統計価格に基づいて算定した「基準燃料価格」**と、**②各月の3～5か月前の貿易統計価格に基づいて算定した「実績燃料価格」**の差を、燃料費調整単価に換算し、月々の電気料金に反映する（※ただし、規制料金では、反映可能な範囲に上限有り）。

【電気料金の構成】



【燃料費調整の考え方】（※今回の料金改定が2023年6月に行われた場合）



【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則

（燃料費調整制度）

第四十条　事業者は、（中略）契約種別ごとの料金を、各月において、当該月の開始の日に、次項の規定により算定される基準平均燃料価格と第三項の規定により算定される実績平均燃料価格との差額（同項の規定により算定される実績平均燃料価格が、次項の規定により算定される基準平均燃料価格に一・五を乗じて得た額を超える場合にあっては、同項の規定により算定される基準平均燃料価格に〇・五を乗じて得た額）に第四項の規定により算定される基準調整単価を千で除して得た値を乗じて得た額により、増額又は減額（以下「調整」という。）を行わなければならない。

2　**基準平均燃料価格**は、**改正法附則第十八条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする特定小売供給約款の認可の申請の日**（中略）若しくは旧法第十九条第四項の規定により変更しようとする特定小売供給約款の届出の日**において公表されている直近三月分**（直近一月分を用いることができない合理的な理由があるときは、その前の直近三月分）**の小売電気事業等の用に供した石炭、石油及び液化天然ガス**（輸入されたものに限る。以下「燃料」という。）**ごとの円建て貿易統計価格**（関税法（昭和二十九年法律第六十一号）第百二条第一項第一号に基づく統計により認識することが可能な価格をいう。次項において同じ。）の平均値に、小売電気事業等の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量（メガジュールで表した量をいう。以下同じ。）を当該燃料の一キログラム当たりの発熱量で除して得た値（石油にあっては、一）に原価算定期間において小売電気事業等の用に供する当該燃料の発熱量が当該期間において小売電気事業等の用に供する燃料ごとの発熱量の総和に占める割合を乗じて算定した値であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たもの（次項において「換算係数」という。）を乗じて得た額を合計した額とする。

3　**実績平均燃料価格**は、**調整を行う月の五月前から三月前までの期間において小売電気事業等の用に供した燃料ごとの円建て貿易統計価格**の平均値に、換算係数を乗じて得た額の合計額とする。

4　基準調整単価は、千円を単位として調整すべき一キロワット時当たりの単価として、原価算定期間において小売電気事業等の用に供する燃料ごとの発熱量の総和を小売電気事業等の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量で除して得た値を当該期間における販売電力量で除して得た値を基に契約種別ごとに定めた単価であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たものとする。

燃料費調整制度における上限が無かった場合の料金水準①

- 現行料金における**電源構成等を変更せず**、実績燃料価格のみ**「燃料費調整制度で料金に反映可能な範囲に係る上限」が無かったと仮定した場合の料金水準**について、各事業者に試算を依頼したところ、その結果は以下のとおり。

事業者	標準モデル（30A･400kWh）								
	月額料金（円）					改定率			
	現行	補正前		補正後		補正前		補正後	
		上限無し	今回申請	上限無し※1	今回申請	対現行	対上限無し	対現行	対上限無し
北海道	15,662	18,302	20,455	17,626	19,479	+31%	+12%	+24%	+11%
東北	13,475	17,115	17,601	16,807	16,595	+31%	+3%	+23%	▲1%
東電EP	14,444	17,588	18,431	16,492	16,811	+28%	+5%	+16%	+2%
北陸	11,155	14,303	16,158	14,183	16,268	+45%	+13%	+46%	+15%
中国	13,012	17,481	16,959	17,245	16,871	+30%	▲3%	+30%	▲2%
四国	12,884	16,348	16,276	16,168	16,242	+26%	▲0%	+26%	0%
沖縄	14,074	19,673	19,418	19,409	19,066	+38%	▲1%	+35%	▲2%

算出諸元については次ページを参照

（※1）基準燃料価格を直近の貿易統計価格（2022年11月～2023年1月の3ヶ月平均）に変更したことに伴い、実績燃料価格の採録期間を同期間に変更。
（※2）全ての事業者について、託送料金の改定影響を含まない数値。

燃料費調整制度における上限が無かった場合の料金水準②

- 「現行料金」と「（補正後）上限無し料金」の算出諸元は以下のとおり。

「現行料金」と「上限無し料金」の算出諸元（標準モデル／30A・400kWh）

事業者	燃料費調整額 算出諸元						燃料費調整額 [D×400kWh] [円]		約款料金 +再エネ賦課金 [円]
	A 基準燃料価格 [円/kL]	B 実績燃料価格※ [円/kL]		C 基準単価 [円/kWh]	D 燃調単価 [円/kWh]				
	現行&上限無し	現行 （上限[A×1.5]）	上限無し	現行&上限無し	現行 [(B-A)×C/1,000]	上限無し [(B-A)×C/1,000]	**E 現行**	**F 上限無し**	**G 現行&上限無し**
北海道	37,200	55,800	80,700	0.197	3.66	8.57	1,464	3,428	14,198
東北	31,400	47,100	84,800	0.221	3.47	11.80	1,388	4,720	12,087
東電EP	44,200	66,300	88,400	0.232	5.13	10.25	2,052	4,100	12,392
北陸	21,900	32,900	79,900	0.161	1.77	9.34	708	3,736	10,447
中国	26,000	39,000	82,200	0.245	3.19	13.77	1,276	5,509	11,736
四国	26,000	39,000	80,900	0.196	2.55	10.76	1,020	4,304	11,864
沖縄	25,100	37,700	79,900	0.316	3.98	17.32	1,592	6,928	12,482

＋

合計値

	月額料金（円）	
	現行 [E+G]	**上限無し** [F+G]
北海道	15,662	17,626
東北	13,475	16,807
東電EP	14,444	16,492
北陸	11,155	14,183
中国	13,012	17,245
四国	12,884	16,168
沖縄	14,074	19,409

（※）実績燃料価格は、2022年11月～2023年1月の3ヶ月間の貿易統計価格に基づき算出
（採録期間は、各事業者とも、補正後の燃料費採録期間と同じ）。

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

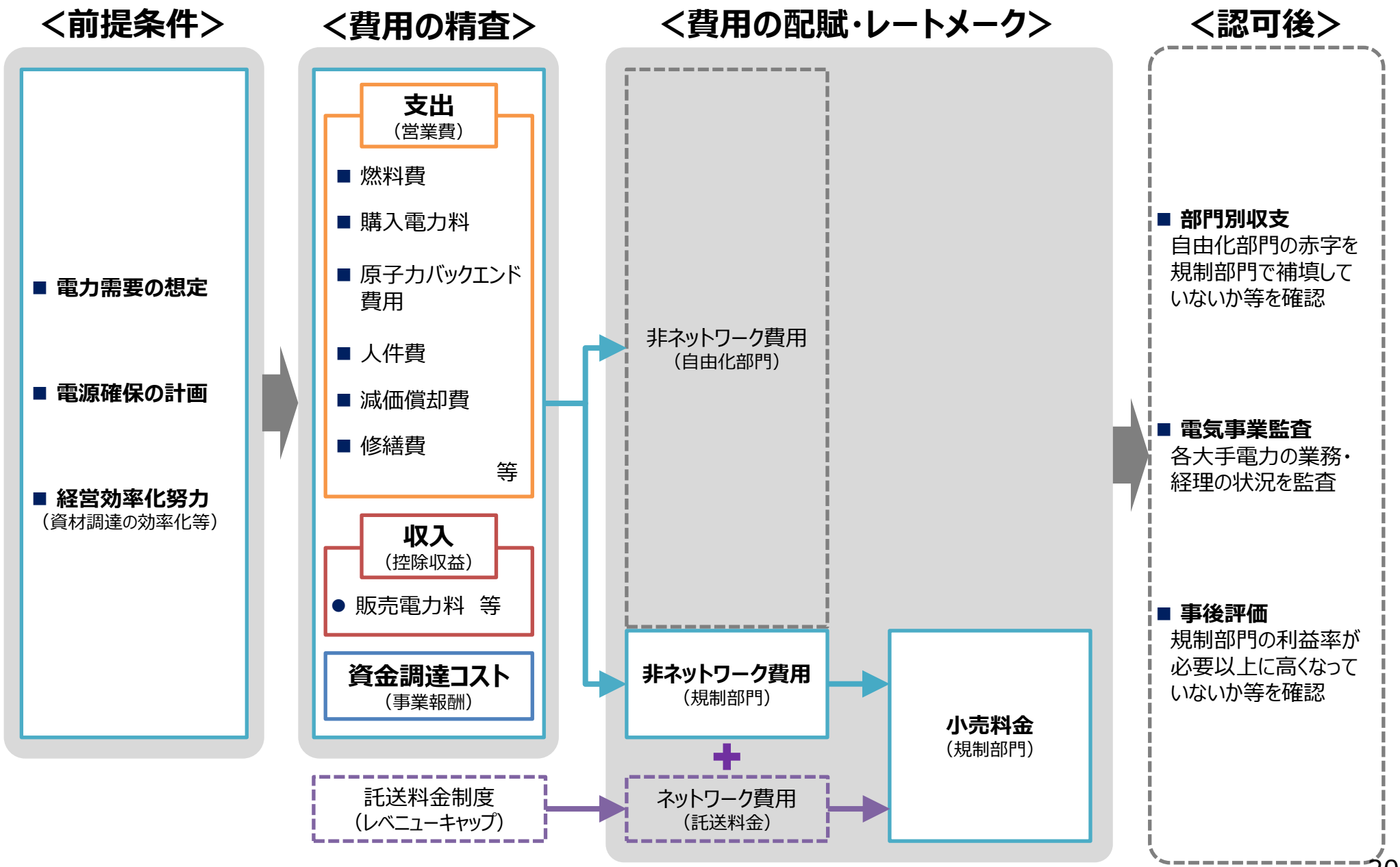
6．査定方針の各論
6－1．　需要想定･供給力
6－2．　経営効率化
6－3．　燃料費
6－4．　購入･販売電力料
6－5．　原子力バックエンド費用
6－6．　人員計画･人件費
6－7．　修繕費
6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
6－9．　事業報酬
6－10．その他経費
6－11．公租公課
6－12．控除収益
6－13．費用の配賦
6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

特定小売供給約款料金（規制料金）の審査の概要

- 規制料金の改定申請の審査では、当該料金が、**「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則**（平成28年経済産業省令第23号。以下「料金算定規則」という。）**」に則って算定**されていることを前提として、**「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領**（平成28年4月制定。以下「料金審査要領」という。）**」に照らして妥当なものか確認**した。
- 具体的には、規制料金の算定・審査フロー（※次ページを参照）に沿って、各事業者から申請内容を聴取し、その妥当性を審査した。

【参考】特定小売供給約款料金（規制料金）の算定・審査フロー



【参考】参照条文①

電気事業法等の一部を改正する法律（改正法）附則

（みなし小売電気事業者の特定小売供給約款）

第十八条　みなし小売電気事業者は、附則第十六条第一項の義務を負う間、特定小売供給に係る料金その他の供給条件について、経済産業省令で定めるところにより、特定小売供給約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。これを変更しようとするときも、同様とする。

２～８　（略）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（認可料金の原価等の算定）

第二条　改正法附則第十八条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする特定小売供給約款で設定する料金を算定しようとするみなし小売電気事業者（以下「事業者」という。）は、四月一日又は十月一日を始期とする一年間を単位とした将来の合理的な期間（以下「原価算定期間」という。）を定め、当該原価算定期間において電気事業を運営するに当たって必要であると見込まれる原価に利潤を加えて得た額（以下「原価等」という。）を算定しなければならない。

２　四月一日を始期とする原価算定期間を定めた場合にあっては、前項で定める原価等は、事業年度ごとに次条の規定により算定される営業費及び第四条の規定により算定される事業報酬の合計額から第五条の規定により算定される控除収益の額を控除して得た額（以下「期間原価等」という。）を合計した額とする。

３　（略）

【参考】参照条文②

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領 （料金審査要領）

第１章 総則

１．基本方針

電気事業法等の一部を改正する法律（平成２６年法律第７２号。以下「改正法」という。）附則第１８条第１項に定める特定小売供給約款の認可に当たっては、この要領に従って審査を行うものとする。

（１）この審査に当たっては、認可の申請がなされた特定小売供給約款料金が、みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（平成２８年経済産業省令第２３号。以下「算定規則」という。）に則って算定されていることを前提とする。

（２）算定規則第２条における「電気事業を運営するに当たって必要であると見込まれる原価に利潤を加えて得た額（以下「原価等」という。）」の算定については、みなし小売電気事業者（以下「事業者」という。）が申請した原価等について、その適正性を審査した上、当該申請を行った事業者（以下「申請事業者」という。）及び他の事業者が認可を受け又は届け出た原価等を勘案して、経営効率化努力の度合いを相対比較することにより審査を行うものとする。

（３）算定規則における「料金の算定」（算定規則第２章第２節）については、料金が供給の種類により定率又は定額をもって明確に定められ、かつ、特定の者に対し不当な差別的取扱いをするものとならないよう、審査を行うものとする。

（４）これらの審査の結果については、申請事業者に対して指摘するものとする。

（５）この指摘を踏まえ、申請事業者が申請を適正に補正したと認められる場合の当該申請に係る料金は、改正法附則第１８条第２項の認可要件に適合していると認められるものとする。

２．用語の意義 （略）

３．原価算定期間

算定規則第２条における原価算定期間については、原則として３年間とする。ただし、原価の見通しが極めて困難な事情がある場合には、原価算定期間を１年とすることも認める。

料金制度専門会合の委員構成

- 料金制度専門会合は、電力・ガス取引監視等委員会の下に置かれ、以下の12名の座長・委員・専門委員から構成されており、規制料金の改定申請に係る査定方針案などを、**中立的・客観的かつ専門的な観点で検討**した。

	氏名	肩書
座長	山内 弘隆	武蔵野大学経営学部 特任教授
委員	北本 佳永子	EY 新日本有限責任監査法人 常務理事 パートナー 公認会計士
	圓尾 雅則	SMBC 日興証券株式会社 マネージング・ディレクター
専門委員	安念 潤司	中央大学大学院 法務研究科 教授
	男澤 江利子	有限責任監査法人トーマツ パートナー 公認会計士
	梶川 融	太陽有限責任監査法人 代表社員 会長
	川合 弘造	西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士
	河野 康子	一般財団法人 日本消費者協会 理事
	東條 吉純	立教大学法学部 教授
	華表 良介	ボストンコンサルティンググループ マネージング・ディレクター＆パートナー
	平瀬 祐子	東洋大学理工学部 准教授
	松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 教授

（五十音順、敬称略）

料金制度専門会合における審査体制

- 規制料金の改定申請の審査では、各費目について詳細なデータの確認などが必要である。
- そのため、以下のとおり、**料金制度専門会合の委員3名で一組の審査チーム**を計4チーム設置し、**審査チームごとに担当項目を設定**し、詳細な審査を実施した。

各審査チームの委員構成・担当項目

審査チーム				担当項目
チームA	安念	北本	華表	• 経営効率化 • 人員計画・人件費 • 公租公課
チームB	河野	東條	圓尾	• 購入・販売電力料 • 設備投資・事業報酬 • 修繕費
チームC	男澤	松村	山内	• 需要想定・供給力 • 燃料費 • 控除収益 • 費用の配賦・レートメーク・約款
チームD	梶川	川合	平瀬	• 原子力バックエンド費用 • その他経費

（五十音順・敬称略）

料金制度専門会合における審査経過①

開催日				主な審査項目
①	第28回	2022年	12月7日	• 特定小売供給約款の変更認可申請に係る対応 • 5事業者（東北・北陸・中国・四国・沖縄）の変更認可申請の概要
②	第29回		12月19日	• 前回会合で頂いた御意見に係る事務局での整理 • 経営効率化①
③	第30回		12月26日	• 需要想定・供給力① • 購入・販売電力料①
④	第31回	2023年	1月11日	• 人員計画・人件費① • 燃料費①
⑤	第32回		1月19日	• 原子力バックエンド費用① • 設備投資① • 事業報酬①
⑥	第33回		1月27日	• 控除収益① • 公租公課① • 事業報酬② • 需要想定・供給力②
⑦	第34回		2月6日	• 2事業者（北海道・東京）の変更認可申請の概要 • 修繕費① • その他経費① • 人員計画・人件費②
⑧	第35回		2月15日	• 経営効率化② • その他経費② • 需要想定・供給力③

料金制度専門会合における審査経過②

開催日				主な審査項目
⑨	第36回	2023年	2月24日	• 費用の配賦① • 人員計画・人件費③
⑩	第37回		3月3日	• 燃料費等の採録期間① • 設備投資② • 控除収益② • 事業報酬③
⑪	第38回		3月15日	• 燃料費等の採録期間② • 修繕費② • 公租公課② • 原子力バックエンド費用②
⑫	第39回		3月24日	• 消費者庁及び消費者委員会からの御意見等に関する現時点での取組状況等について（たたき台） • 購入・販売電力料② • 経営効率化③
⑬	第40回		4月4日	• 燃料価格等の補正結果の概要 • 需要想定・供給力④ • 燃料費② • 購入・販売電力料③

料金制度専門会合における審査経過③

開催日				主な審査項目
⑭	第41回	2023年	4月11日	• 経営効率化④ • ヤードスティック査定 • 購入・販売電力料④ • 燃料費③ • 人員計画・人件費④ • 設備投資③ • 修繕費③ • 事業報酬④ • 費用の配賦② • その他の論点①
⑮	第42回		4月17日	• 消費者庁及び消費者委員会からの御意見等に関する現時点での取組状況等について（案） • 経営効率化⑤ • レートメーク・約款等 • その他の論点②
⑯	第43回		4月26日	• その他の論点③ • 公聴会・「国民の声」への御回答（案） • 消費者庁及び消費者委員会からの御意見等に関する御回答（案） • 査定方針案（案）

審査チームによるインナー会合の実施状況①

開催日			チーム	主な審査項目
第1回	2022年	12月13日	A	• 経営効率化
第2回		12月14日	A	• 経営効率化
第3回		12月20日	B	• 購入・販売電力料
第4回		12月22日	B	• 購入・販売電力料
第5回		12月26日	A	• 人員計画・人件費
第6回		12月27日	C	• 燃料費
第7回		12月27日	A	• 人員計画・人件費
第8回	2023年	1月12日	D	• 原子力バックエンド費用
第9回		1月12日	D	• 原子力バックエンド費用
第10回		1月13日	B	• 設備投資
第11回		1月20日	A	• 公租公課
第12回		1月20日	C	• 控除収益
第13回		1月23日	C	• 需要想定・供給力

審査チームによるインナー会合の実施状況②

開催日			チーム	主な審査項目
第14回	2023年	1月24日	A	• 経営効率化
第15回		1月27日	B	• 修繕費
第16回		1月30日	D	• その他経費
第17回		1月30日	D	• その他経費
第18回		1月31日	B	• 修繕費
第19回		1月31日	A	• 人員計画・人件費
第20回		1月31日	A	• 人員計画・人件費 • 経営効率化
第21回		2月1日	A	• 人員計画・人件費
第22回		2月20日	C	• 費用の配賦
第23回		2月20日	A	• 人員計画・人件費
第24回		3月9日	A	• 公租公課
第25回		3月10日	A	• 公租公課
第26回		3月20日	A	• 人員計画・人件費 • 経営効率化
第27回		3月20日	A	• 人員計画・人件費 • 経営効率化

審査チームによるインナー会合の実施状況③

開催日			チーム	主な審査項目
第28回	2023年	4月5日	A	• 経営効率化
第29回		4月5日	B	• 修繕費
第30回		4月6日	C	• 燃料費 • 費用の配賦 • レートメーク・約款
第31回		4月7日	B	• 修繕費
第32回		4月19日	C	• 控除収益
第33回		4月20日	C	• 控除収益

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
6－1．　需要想定･供給力
6－2．　経営効率化
6－3．　燃料費
6－4．　購入･販売電力料
6－5．　原子力バックエンド費用
6－6．　人員計画･人件費
6－7．　修繕費
6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
6－9．　事業報酬
6－10．その他経費
6－11．公租公課
6－12．控除収益
6－13．費用の配賦
6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

査定方針の概要①

項目	査定の主な考え方
需要想定・供給力	• **需要想定**について、需要種別の需要の算定方法などを確認した結果、**合理的でない手法や根拠に基づいた算定は確認されなかった**。 • **供給力**について、単価の安い電源を優先して運転することを原則としつつ、需給運用に係る制約（点検計画や燃料調達など）などを考慮して積み上げられており、**合理的でない考え方に基づいた供給力の積上げは確認されなかった**。 • なお、**北海道電力と東京電力EP**は、料金算定の基とした供給計画の案を微修正し、2023年3月に、供給計画（2023計画）を経済産業大臣に届け出たことから、各費目の査定結果を踏まえた**最終的な補正においては、2023計画を基に料金算定を行う**こととする。
経営効率化	• 委託費や修繕費などの固定的な費目について、過去6年間（2016～21年度）の費用水準を横比較し、各事業者の**効率化係数（最大で23.0%の効率化）**を設定する。 • 効率化係数の設定に当たっては、発販分離といった事業形態の違いに依らず、横比較が可能となるよう、**発電部門と販売部門に分けて横比較**した。 • その上で、委託費や修繕費などの各費目について、**効率化係数を用いて査定**する。

査定方針の概要②

項目	査定の主な考え方
燃料費	• 燃料価格などの変動を踏まえ、**2022年11月～2023年1月の燃料価格**を用いて、**燃料費を再算定**する。 • **火力燃料の数量**について、原則として**メリットオーダーに基づいた電源運用**が行われており、**それに基づいて算定されていることを確認**した。 • **石炭（海外炭）の単価**について、調達源（調達国や品種）の多様化などの効率化を求めるため、**旧一般電気事業者及びJERAの熱量当たり調達単価**（2022年11月～2023年1月）**を基に、トップランナー査定を行う**。 • **LNGの調達数量**について、スポット価格が高いことを踏まえて、**中長期契約の追加調達オプションを最大限行使し、スポット調達量の抑制を求める**。 • **LNGの中長期契約価格**について、契約ごとに単価が異なることを踏まえ、原価算定期間内に価格が決定される契約について、**旧一般電気事業者及びJERAの調達価格**（2022年11月～2023年1月）**を基に、トップランナー査定を行う**。 • **LNGのスポット調達の単価**について、**旧一般電気事業者及びJERAの平均スポット調達価格**（2022年11月～2023年1月）**を織り込む**こととする。

査定方針の概要③

項目	査定の主な考え方
購入・販売電力料	• **スポット市場からの調達**などについて、**2023年度の電力先物価格**（東日本：約21円/kWh、西日本：約18円/kWh）**を想定市場価格として用いる**こととする。 • **相対購入価格**について、申請者と同様の**効率化を求め**、**料金原価から減額**する。 • **東京電力EPにおけるJERAからの購入電力料**について、グループ内取引であり、市場における競争的な調達価格となっているか丁寧に確認する観点から、他の事業者における相対購入価格と比較し、**トップランナー査定**を行う。 • **日本原電などの原子力発電所**について、共同開発と認められるため、原価算定期間における受電が見込まれていなくても、その購入電力料を原価算入することを認める一方、**委託費や修繕費**などについて、申請者と同様の**効率化を求め**、**料金原価から減額**する（過去の査定と同様の考え方）。 • **他社への相対卸売**について、スポット市場価格を下回る価格で販売することを見込む事業者に対し、スポット市場価格での販売を織り込むよう求めるなど、**適切な収益見込みを織り込む**こととする。
原子力バックエンド費用	• **法令に基づいて適正な費用が織り込まれているか確認**した結果、**四国電力**は、将来の単価を**独自に見込んだ算定方法**を用いていたが、**この算定方法については認めない**。 • 費用の算定に用いる諸元（例：拠出金単価）について、**現時点で最新の諸元に置き換え、料金原価に反映**する。

査定方針の概要④

項目	査定の主な考え方
人員計画・人件費	• 人員計画について、様々な指標に基づき、各事業者における従業員1人当たりの生産性を評価したところ、**人員数が明らかに過剰な水準とは言えない**と考えられる。 • 役員給与について、**社内役員**は、料金審査要領に基づき、**国家公務員指定職の給与水準の平均となっていることを確認**した。一方、**社外役員**について、過去の料金審査の査定水準よりも高い水準となっている事業者については、**過去の査定水準を超える部分は、原価算入を認めない**。 • **従業員1人当たりの年間給与水準**について、「エスカレーションは原則認めない」という料金審査要領の原則に基づき、**厳格に査定を行う**こととし、**賃上げ分の原価算入を認めない**。一方、従業員1人当たりの年間給与水準を算出する際に**参照する統計データについては**、**現時点で最新の2022年調査を参照**することとする。
修繕費	• 直近5年間の過去実績を基にした**メルクマール（基準）超過分**について、**火力・水力などは**、火力の点検回数の増加など、一般的な修繕の範囲であることを踏まえ、**メルクマール超過分の原価算入を認めない**。 • 一方で、安全審査や司法判断などに伴い、事業者の意志に関わらず、原子力発電所の停止が必要となり、原子力の修繕費のメルクマールが抑制されている。そのため、**原子力のメルクマール超過分**については、例外的に原価算入を認める一方で、**効率化を求める**。 • なお、原価算定期間中の再稼働が織り込まれていない**北海道電力の泊発電所3号機**について、**再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用**（例：起動前の点検費用）は、再稼働時期に係る不確実性も考慮し、**原価算入を認めない**。

査定方針の概要⑤

項目	査定の主な考え方
設備投資 （減価償却費など）	• **不使用の土地・建物・機械装置**について、不使用の理由が**合理的でない場合は査定**する。 • **社宅**について、入居率のメルクマールを90%とし、**入居率が低い場合は査定**する。 • **体育館などの厚生施設**は、電気事業に**真に不可欠な設備とは認められないため査定**する。 • **他者に貸与している土地・建物**について、合理的な理由無く**無償貸与している場合は査定**する。 • **稼働率が低い発電設備**について、合理的な理由（例：ピーク対応電源）が無い場合は査定するが、詳細な確認の結果、査定対象となる設備は無かった。
事業報酬	• **自己資本報酬率**の算定に用いる**公社債利回り及び全産業自己資本利益率**について、**直近7年**を平均期間とする。 • **他人資本報酬率**について、**発販一体の事業者**は**親会社単体の有利子負債利子率**を、**発販分離の事業者**は**連結の有利子負債利子率**を用いる。 • **東京電力EPの事業報酬**について、**JERAも考慮して算定**する。

査定方針の概要⑥

項目	査定の主な考え方
その他経費	• **石炭灰処理費の算定根拠となる灰発生率**について、**中国電力**は、他事業者と異なる方法で算定していたが、**過去の実績値を基に算定**しているものであることを確認した。 • **賃借料**について、**社宅や寮などの借地借家料**が、合理的な理由無く、**周辺物件の平均的な水準を上回っている場合**などは、当該超過分を**料金原価から減額**する。 • **委託費・研究費**について、販売促進の側面が強い費用（例：節電・省エネ推進）や、脱炭素化に関する調査費用など、優先度が低い費用は**料金原価への算入を認めない**。 • **普及開発関係費**について、**販売促進の側面が強い費用**や**地域イベント支援に係る費用**など、優先度が低い費用を**料金原価から除く**。 • **普及開発関係費**について、**PR館に付随する科学・地域展示、植物園、観光案内**等の管理費など、電気事業に供しない施設に係る費用を**料金原価から除く**。 • **DX研修に係る費用や販売促進に係る研修費用**など、優先度が低い費用を**料金原価から除く**。 • **団体費**のうち、事業目的など**合理的な理由が無いもの**については、**料金原価への算入を認めない**。 • **貸倒損**について、**一時的な特例措置**に伴う費用は、**料金原価から減額**する。 • **寄付金**について、料金審査要領に則り、**料金原価に算入されていないことを確認**した。

査定方針の概要⑦

項目	査定の主な考え方
公租公課	• **公租公課**（例：水利使用料、事業税）について、料金算定規則や各税法などに基づき、**適切に算定されていることを確認**した。 • 法人税等を算定するにあたり、**計算上の一株当たりの配当金額**については、各事業者の**直近10年**の単純平均値を基に、**30円**とする。また、株式分割により発行済株式の数が増加している場合は、**株式分割後も安定的に、申請された一株当たりの配当金額が支払われていることを前提**に、**申請時点の発行済株式の数を用いる**こととする。 • **北海道電力**の法人税等の算定にあたって、**B種優先株式**は、配当金額が安定的に支払われていることを前提に、申請どおり、**発行済株式の数への計上**を認める一方で、**利益準備金積立額**については、**料金原価への算入を認めない**。 • **東京電力EP**の法人税等の算定にあたって、東京電力HDの発行済株式の数に、計算上の一株当たりの配当金額（30円）を乗じて、**東京電力全体の計算上の配当金額を推計し**、これを踏まえて**東京電力EPの配当金額を推計**することとする。
控除収益	• **控除収益**（例：電気事業雑収益）について、契約又は法令などに基づき、**適切に算定されていることを確認**した。
費用の配賦	• **費用の配賦**について、「直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴う変動分」及び「レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分」を反映して再算定した**補正後総原価を基に確認**した。 • 費用の配賦の各段階で、料金算定規則に則って適切に算定されているか確認した。その結果、**沖縄電力**は、固定費の配分（2:1:1法）における規制需要の最大電力の推計などで**算定誤り**があった。そのため、料金算定規則に則って、**料金原価の補正を求める**こととする。

査定方針の概要⑧

項目	査定の主な考え方
料金設定など （レートメーク・約款）	• **レートメーク・約款**について、「直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴う変動分」及び「レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分」を反映して再算定した**補正後総原価を基に確認**した。 • **基本料金と電力量料金の設定方法**について、今回の料金改定申請の主たる要因が、燃料価格の高騰などに伴うものであることから、**基本料金は据え置く**こととする。 • **3段階料金の設定方法**についても、今回の料金改定申請の主たる要因が、燃料価格の高騰などに伴うものであることから、**３段階一律に電力量単価を上乗せ**する。 • 各事業者が、**電気料金改定及びその他の供給条件の変更**について、自社ホームページ内において説明することや、問い合わせ専用ダイヤルを設けることなどによって、**需要家に対する周知活動を実施していることを確認**した。 • 各事業者の**供給条件の変更内容**は、いずれも、**条件を満たした全ての需要家に対して平等に適用**されるものであり、**不平等であるとは言えないことを確認**した。

各事業者の申請概要及び査定結果

- 今回の料金改定申請について、**当初申請の概要**及び**査定結果**は、以下のとおり。

（単位：億円、単位未満は四捨五入）

	北海道電力			東北電力			東京電力EP			北陸電力			中国電力			四国電力			沖縄電力		
	現行 13-15	当初 申請	査定 結果	現行 13-15	当初 申請	査定 結果	現行 12-14	当初 申請	査定 結果	現行 08	当初 申請	査定 結果	現行 08	当初 申請	査定 結果	現行 13-15	当初 申請	査定 結果	現行 08	当初 申請	査定 結果
燃料費	2,098	3,582	3,209	4,938	11,299	10,936	24,538	-	-	1,023	3,992	3,658	2,910	5,468	5,326	1,280	2,447	2,248	394	971	932
購入電力料	912	1,940	1,990	3,540	9,016	6,492	7,898	67,097	55,483	413	2,038	2,007	1,710	4,868	4,590	641	2,321	2,136	139	507	476
販売電力料	▲34	▲934	▲1,190	▲2,065	▲7,107	▲6,186	▲1,551	▲15,310	▲11,055	▲618	▲2,192	▲1,991	▲263	▲2,248	▲2,136	▲180	▲1,744	▲1,435	-	▲135	▲142
人件費	208	229	223	472	459	459	1,241	261	252	227	241	235	457	291	285	225	196	191	87	66	63
修繕費	540	434	352	722	868	797	1,686	1	1	337	415	408	438	488	455	310	317	279	85	80	74
減価償却費	537	355	347	1,002	971	947	2,779	98	88	642	329	320	525	701	681	284	329	319	92	87	85
その他※1	538	736	665	1,038	1,138	1,083	3,126	1,040	886	310	514	470	661	783	735	526	631	586	104	72	68
公租公課	195	208	181	363	481	432	1,014	141	94	193	200	179	255	308	275	137	167	155	23	31	26
原子力バックエンド費用	56	46	49	24	155	158	362	-	-	46	57	59	102	114	118	88	152	144	-	-	-
事業報酬	278	323	310	536	660	729	1,726	299	247	290	255	267	268	527	574	191	209	225	52	62	62
控除収益	▲52	▲127	▲127	▲91	▲161	▲166	▲341	▲62	▲62	▲31	▲113	▲113	▲92	▲282	▲283	▲64	▲188	▲194	▲11	▲8	▲8
総原価※2	5,277	6,792	6,008	10,480	17,779	15,680	42,478	53,563	45,934	2,833	5,737	5,497	6,971	11,018	10,620	3,437	4,836	4,654	967	1,732	1,635
規制料金原価※3	1,341	1,763	1,611	2,705	3,570	3,297	10,093	13,037	11,638	423	607	591	1,100	1,425	1,388	629	798	774	606	859	828
規制料金原価の改定率※4	-	**31.4%**	**20.1%**	-	**32.0%**	**21.9%**	-	**29.2%**	**15.3%**	-	**43.4%**	**39.7%**	-	**29.5%**	**26.1%**	-	**26.8%**	**23.0%**	-	**41.7%**	**36.6%**

※1 固定資産除却費及びその他経費を含む。
※2 送配電関連費を除く。
※3 送配電関連費を含む（「現行」及び「当初申請」にもレベニューキャップ制度の導入に伴う託送料金の改定影響を加味）。沖縄は規制料金全体（低圧・高圧）の数値。　※4 「現行」との比較値。

標準的な家庭における電気料金の試算結果

- 各事業者は、約3～5割の値上げ改定を申請したが、**厳格かつ丁寧に審査**を行った結果、**FIT賦課金の低下や激変緩和措置などを加味した場合**、標準的な家庭（30A・400kWh／月）における電気料金は、**多くの事業者で、申請前**（2022年11月）**よりも低い水準**となった。

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
申請前※1 **（2022年11月）**	**15,662円** **39円/kWh**	**13,475円** **34円/kWh**	**14,444円** **36円/kWh**	**11,155円** **28円/kWh**	**13,012円** **33円/kWh**	**12,884円** **32円/kWh**	**14,074円** **35円/kWh**
申請値※2	20,714円 52円/kWh **(+32%)**	17,852円 45円/kWh **(+32%)**	18,458円 46円/kWh **(+28%)**	16,491円 41円/kWh **(+48%)**	17,426円 44円/kWh **(+34%)**	16,609円 42円/kWh **(+29%)**	20,045円 50円/kWh **(+42%)**
査定結果※2	▲1,829円 18,885円 **(+21%)**	▲1,195円 16,657円 **(+24%)**	▲1,936円 16,522円 **(+14%)**	▲612円 15,879円 **(+42%)**	▲612円 16,814円 **(+29%)**	▲486円 16,123円 **(+25%)**	▲648円 19,397円 **(+38%)**
FIT賦課金	▲820円	▲820円	▲820円	▲820円	▲820円	▲820円	▲820円
燃料費調整※3 （見込み）	▲656円	▲752円	▲712円	▲612円	▲792円	▲572円	▲1,096円
激変緩和措置	▲2,800円	▲2,800円	▲2,800円	▲2,800円	▲2,800円	▲2,800円	▲2,800円 + ▲α※4
改定後※2 **（2023年7月請求分）**	**14,609円** **37円/kWh** **(▲7%)**	**12,285円** **31円/kWh** **(▲9%)**	**12,190円** **30円/kWh** **(▲16%)**	**11,647円** **29円/kWh** **(+4%)**	**12,402円** **31円/kWh** **(▲5%)**	**11,931円** **30円/kWh** **(▲7%)**	**14,681円** **37円/kWh** **(+4%)**

※1：レベニューキャップ制度の導入に伴う託送料金の改定影響を含まない数値。
※2：レベニューキャップ制度の導入に伴う託送料金の改定影響を加味した数値。
※3：7月請求分を試算するに当たり、6月分の燃料費調整額と同額を適用すると仮定。
※4：沖縄県庁において、独自の負担軽減策を実施する方針。

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論

6－1．　需要想定･供給力

6－2．　経営効率化

6－3．　燃料費

6－4．　購入･販売電力料

6－5．　原子力バックエンド費用

6－6．　人員計画･人件費

6－7．　修繕費

6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）

6－9．　事業報酬

6－10．その他経費

6－11．公租公課

6－12．控除収益

6－13．費用の配賦

6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

【６－１．需要想定･供給力】

①需要想定･供給力の概要

②審査における論点

③需要想定に係る審査の結果

④供給力に係る審査の結果

需要想定・供給力の概要

- **「需要想定・供給力」**は、規制料金の原価を構成する各費目の算定にあたっての**前提条件**となるものである。
- **「需要想定」**については、電気事業法第29条第1項の規定に基づいて、電気事業者が電力広域的運営推進機関を経由して経済産業大臣に届け出る**「供給計画」等を基に**、原価算定期間における**規制部門（低圧規制）の電力需要**（特定需要）と**自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由）の電力需要**（非特定需要）**をそれぞれ算定**することとなっている。
- また、**「供給力」**についても、「供給計画」等を基に、上記の**需要想定に対応する形で策定**される。
- なお、料金算定における「需要想定・供給力」は「供給計画」をベースとするが、規制料金の算定のために集計区分を整理することや、「供給計画」では未定となっている項目に一定の仮定を織り込んで補正することなどが行われる場合がある。そのため、**「供給計画」**と料金算定で用いる**「需要想定・供給力」**は、**必ずしも一致しない**。

【参考】「需要想定・供給力」の策定イメージ（※事業者によって詳細な策定方法は異なることに留意）

電事法に基づく供給計画

①小売電気事業者としての供給計画
- 小売需要
- 小売調達（**社内調達**、他社受電、市場調達等）

②発電事業者としての供給計画
- 供給力（自社発電、他社受電、市場調達等）
- 卸売（**社内卸売**、他社卸売等）

電力広域的運営推進機関を経由して経済産業大臣に毎年度届出

料金算定

東京電力EP※

社内取引の相殺等

③供給計画の合成
- **需要想定**（小売需要、他社卸売等）
- **供給力**（自社発電、他社受電、市場調達等）

料金算定のための整理・補正

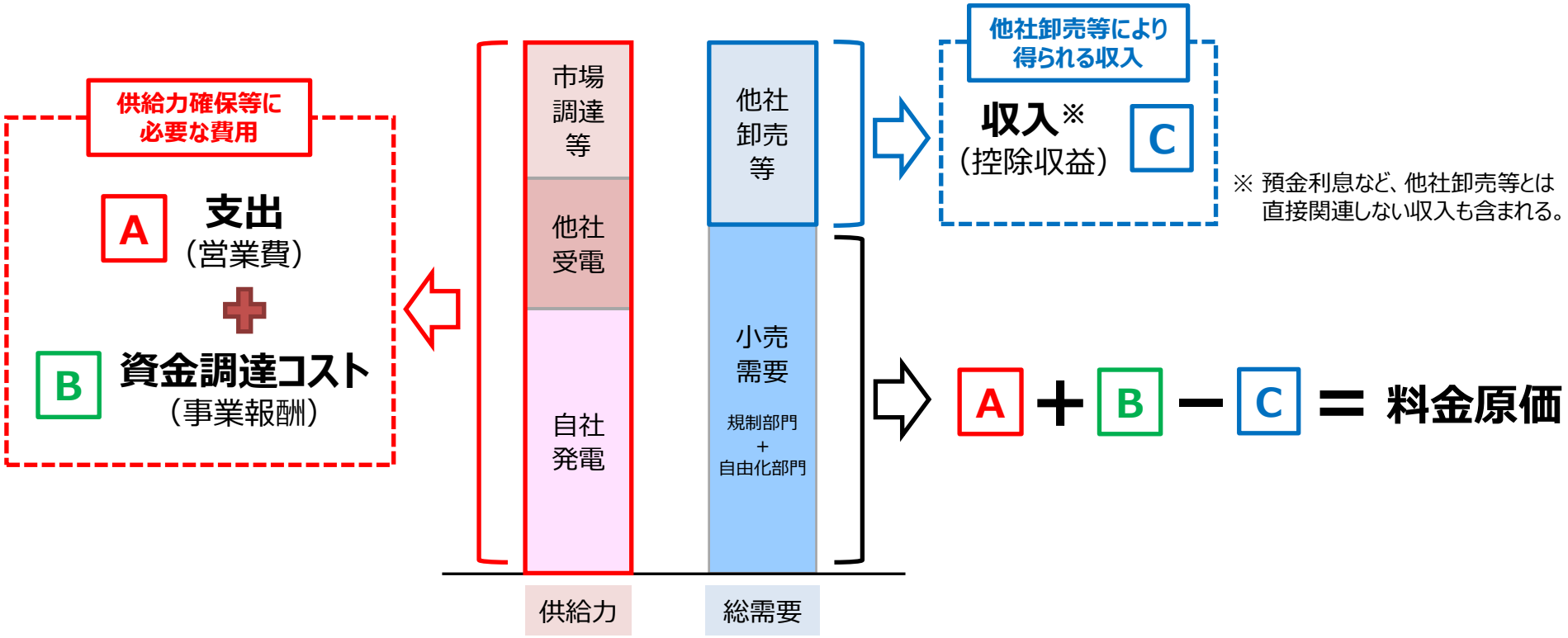
④料金審査における「需要想定・供給力」（原価算定期間：3年間）
- **需要想定に関する変更点（例）**
  - ✓「規制部門（低圧規制）」と「自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由）」に整理
- **供給力に関する変更点（例）**
  - ✓「調達先未定」としていたものを、「市場調達」等に変更
  - ✓ 経済性を重視した電源運用に変更

※**東京電力EP**は、発電事業者ではなく、他社・市場等から電源を調達しているため、今回の料金算定に用いる**「需要想定・供給力」について、小売電気事業者としての供給計画のみに基づき作成。**

：料金審査で主に確認する範囲

「需要想定・供給力」を基に各種費用等を算定

【参考】「需要想定・供給力」と料金原価の関係（イメージ）



みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（認可料金の原価等の算定）

第二条 改正法附則第十八条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする特定小売供給約款で設定する料金を算定しようとするみなし小売電気事業者（以下「事業者」という。）は、四月一日（中略）を始期とする一年間を単位とした将来の合理的な期間（以下「原価算定期間」という。）を定め、当該原価算定期間において電気事業を運営するに当たって必要であると見込まれる原価に利潤を加えて得た額（以下「原価等」という。）を算定しなければならない。

2 四月一日を始期とする原価算定期間を定めた場合にあっては、前項で定める原価等は、事業年度ごとに次条の規定により算定される営業費及び第四条の規定により算定される事業報酬の合計額から第五条の規定により算定される控除収益の額を控除して得た額（以下「期間原価等」という。）を合計した額とする。

3 （略）

関係法令における規定（需要想定・供給力）

電気事業法

第四款　供給計画

第二十九条　電気事業者は、経済産業省令で定めるところにより、毎年度、当該年度以降経済産業省令で定める期間における電気の供給並びに電気工作物の設置及び運用についての計画（以下「供給計画」という。）を作成し、当該年度の開始前に（中略）、推進機関を経由して経済産業大臣に届け出なければならない。

２　（略）

３　電気事業者は、供給計画を変更したときは、遅滞なく、変更した事項を推進機関を経由して経済産業大臣に届け出なければならない。

４～６　（略）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（需要等の算定）

第九条　事業者は、送配電非関連需要（当該事業者が小売供給を行う場合の需要をいう。以下この款において同じ。）について、原価算定期間における次の各号に掲げる値を、非特定需要（特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要（特定需要を除く。）を合成した需要をいう。以下この款において同じ。）及び特定需要ごとに、供給計画等を基に算定しなければならない。

一　最重負荷日の最大需要電力の平均値（以下「最大電力」という。）

二　四月一日から九月末日までの期間の最重負荷日の最大尖頭負荷時における需要電力の平均値（以下「夏期尖頭時責任電力」という。）

三　十月一日から翌年三月末日までの期間の最重負荷日の最大尖頭負荷時における需要電力の平均値（以下「冬期尖頭時責任電力」という。）

四　その電気を供給する事業の用に供するために事業者が発電する電気の量及び他の者から受電する電気の量を合計して得た値から当該事業者がその小売電気事業等（小売電気事業及び発電事業（その小売電気事業の用に供するための電気を発電するものに限る。）をいう。以下同じ。）を行うために使用する電気の量を控除して得た値の平均値（以下「発受電量」という。）

五　月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

２～６　（略）

申請概要（需要想定・供給力）

- 各事業者が、申請原価（直近の燃料価格などを踏まえた補正後のもの）及び現行原価で織り込んでいる需要電力量・供給電力量・最大電力（いずれも送電端）は、以下のとおり。

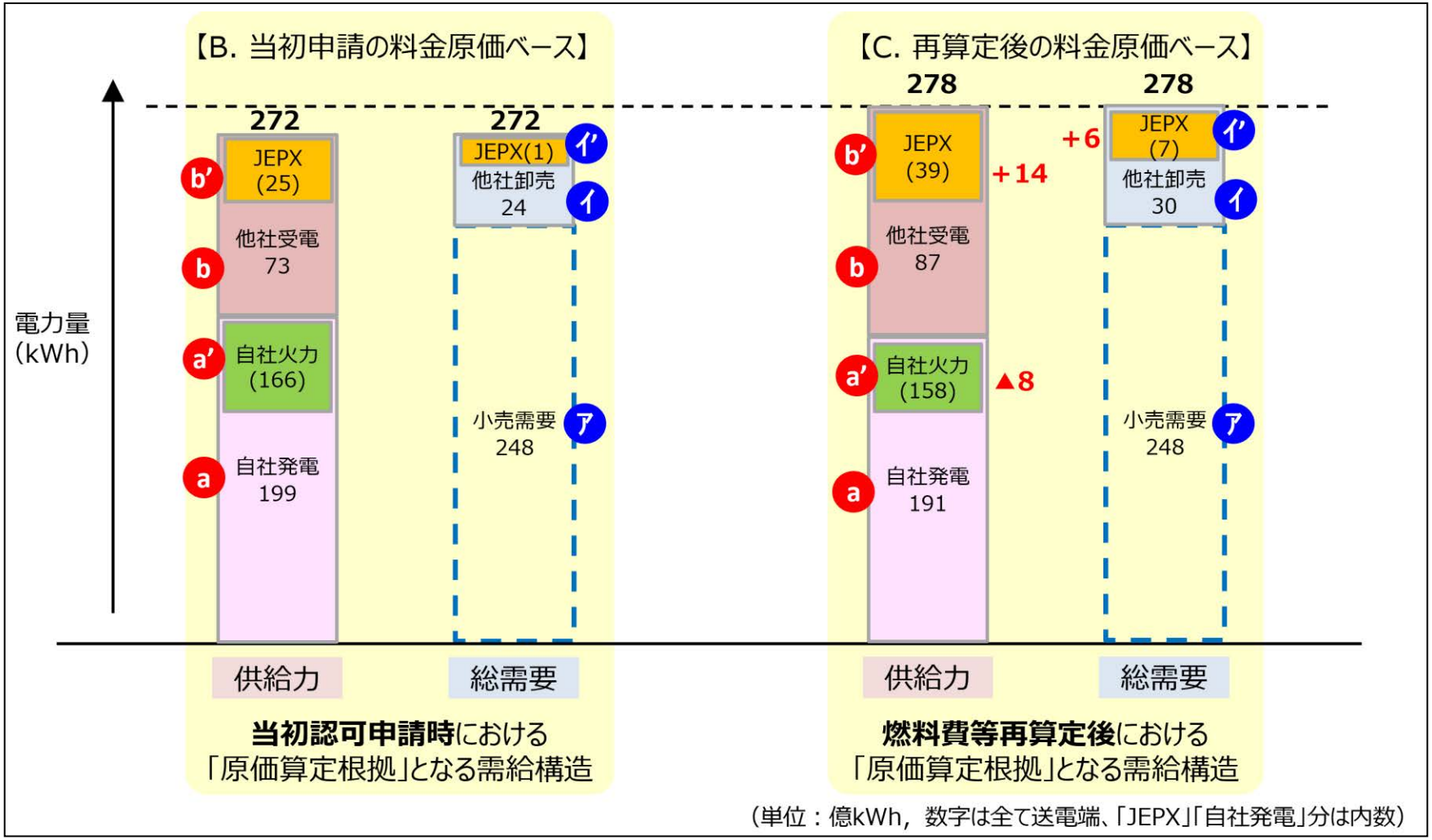
事業者	需要電力量※1（億kWh）						供給電力量※2（億kWh）						最大電力※3（万kW）	
	補正後の申請原価		現行原価		差引		補正後の申請原価		現行原価		差引			
	総需要	小売需要	総需要	小売需要	総需要	小売需要	供給力	自社発電	供給力	自社発電	供給力	自社発電	夏季	冬季
北海道電力	278	248	342	339	▲ 64	▲ 91	278	191	342	270	▲64	▲79	327	395
東北電力	909	726	927	843	▲18	▲117	909	647	927	657	▲18	▲10	1,155	1,193
東京電力EP	2,324	1,982	2,917	2,917	▲593	▲ 935	2,324	0	2,917	2,458	▲593	▲2,458	3,739	3,541
北陸電力	361	272	350	302	11	▲30	361	257	350	290	11	▲33	474	462
中国電力	496	493	668	667	▲172	▲174	496	360	668	466	▲172	▲106	841	810
四国電力	237	237	293	293	▲56	▲56	237	190	293	218	▲56	▲28	433	399
沖縄電力	69	63	72	72	▲3	▲9	69	50	72	56	▲3	▲6	120	80

※1　需要電力量は、全て送電端であり、原価算定期間（2023～25年度）の３年間の平均値。また、小売需要については、原価算定期間の各年度の全需要種（特別高圧・高圧・低圧自由・低圧規制）の合計の平均値。
※2　供給電力量は、全て送電端であり、原価算定期間（2023～25年度）の３年間の平均値。また、自社発電については、原価算定期間の各年度の平均値。
※3　最大電力は、各季の最大3日の小売需要の平均値（送電端）。

【参考】各事業者における需給構造（北海道電力）

- 北海道電力によると、当初の申請における需給構造と、直近の燃料価格などを踏まえた補正後の需給構造は以下のとおり。

当初申請と補正後の需給構造（北海道電力）※

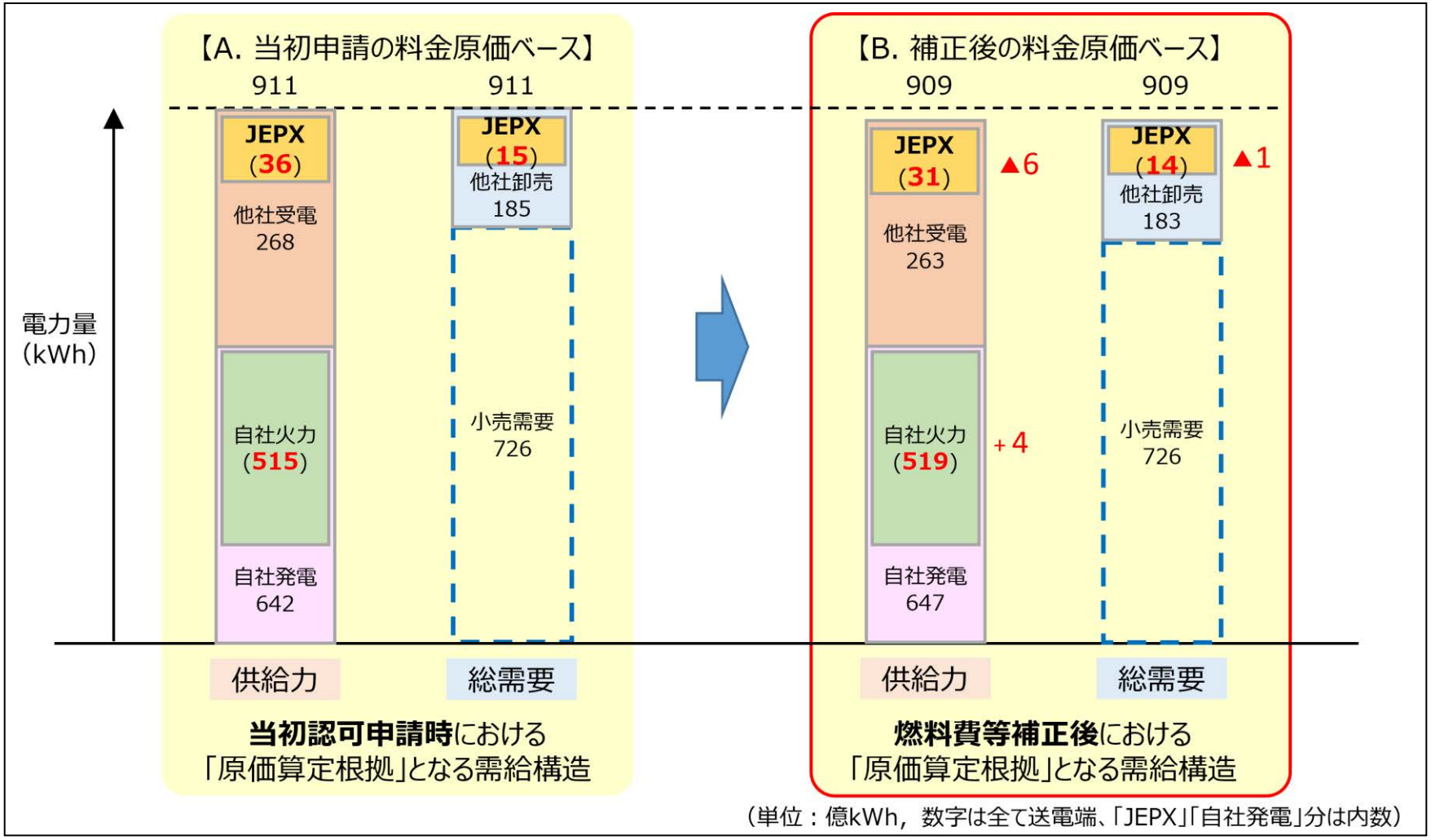


※第40回料金制度専門会合 事業者資料より一部抜粋。

【参考】各事業者における需給構造（東北電力）

- 東北電力によると、当初の申請における需給構造と、直近の燃料価格などを踏まえた補正後の需給構造は以下のとおり。

当初申請と補正後の需給構造（東北電力）※



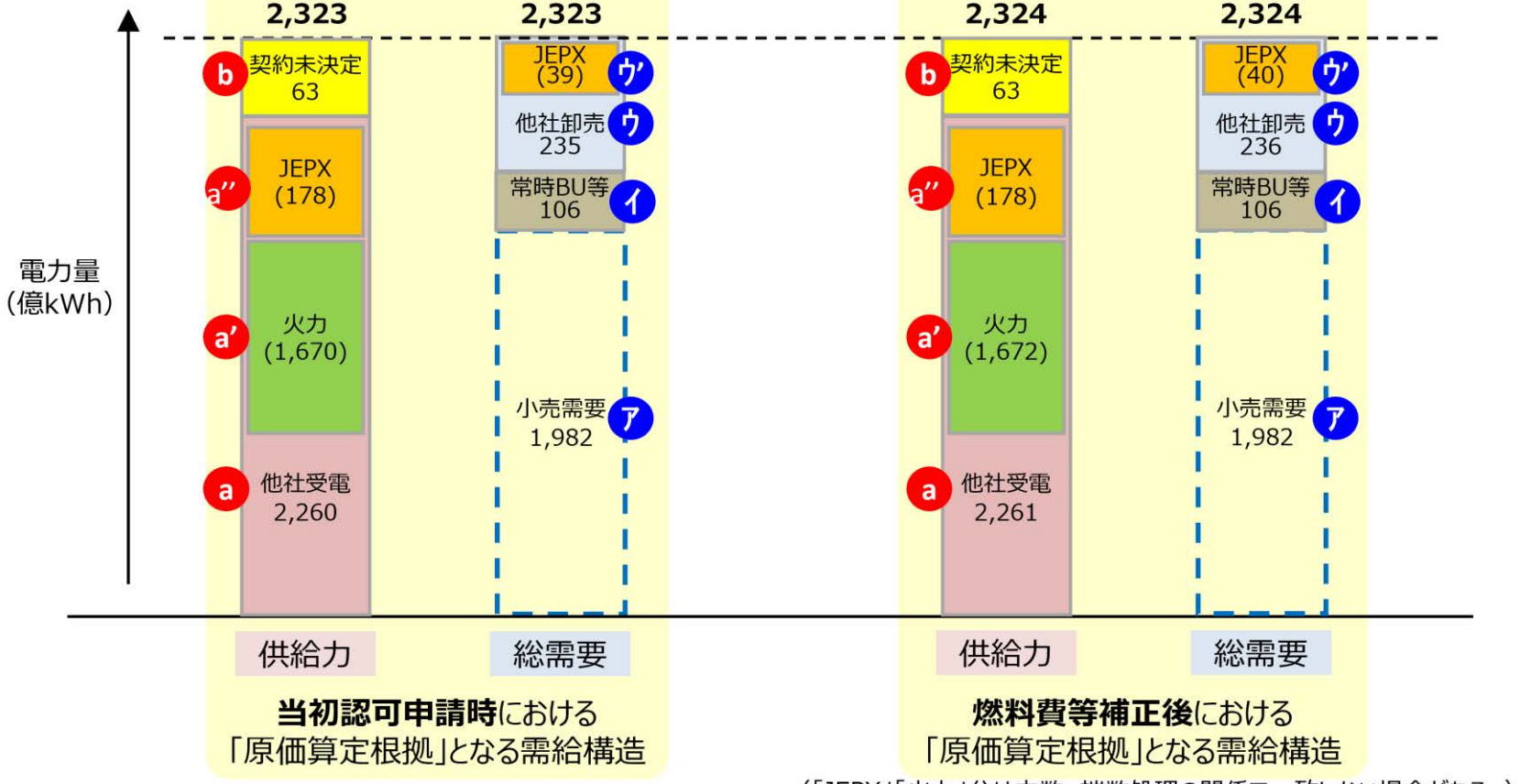
※第40回料金制度専門会合 事業者資料より一部抜粋。

【参考】各事業者における需給構造（東京電力EP）

- 東京電力EPによると、当初の申請における需給構造と、直近の燃料価格などを踏まえた補正後の需給構造は以下のとおり。

当初申請と補正後の需給構造（東京電力EP）※

（単位：億kWh、数字は全て送電端、2023～2025年度の平均値）

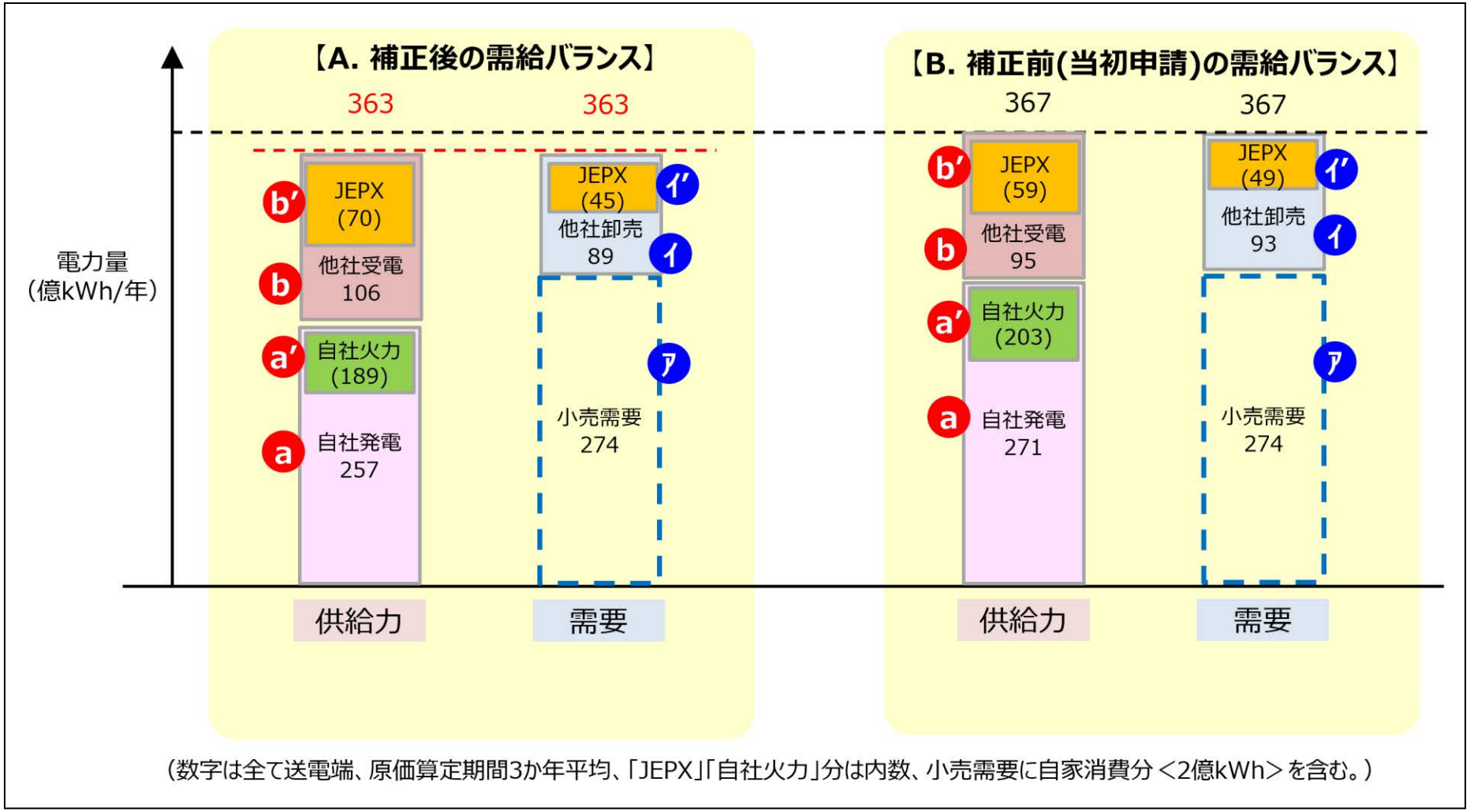


※第40回料金制度専門会合 事業者資料を一部修正。

【参考】各事業者における需給構造（北陸電力）

- 北陸電力によると、当初の申請における需給構造と、直近の燃料価格などを踏まえた補正後の需給構造は以下のとおり。

当初申請と補正後の需給構造（北陸電力）※



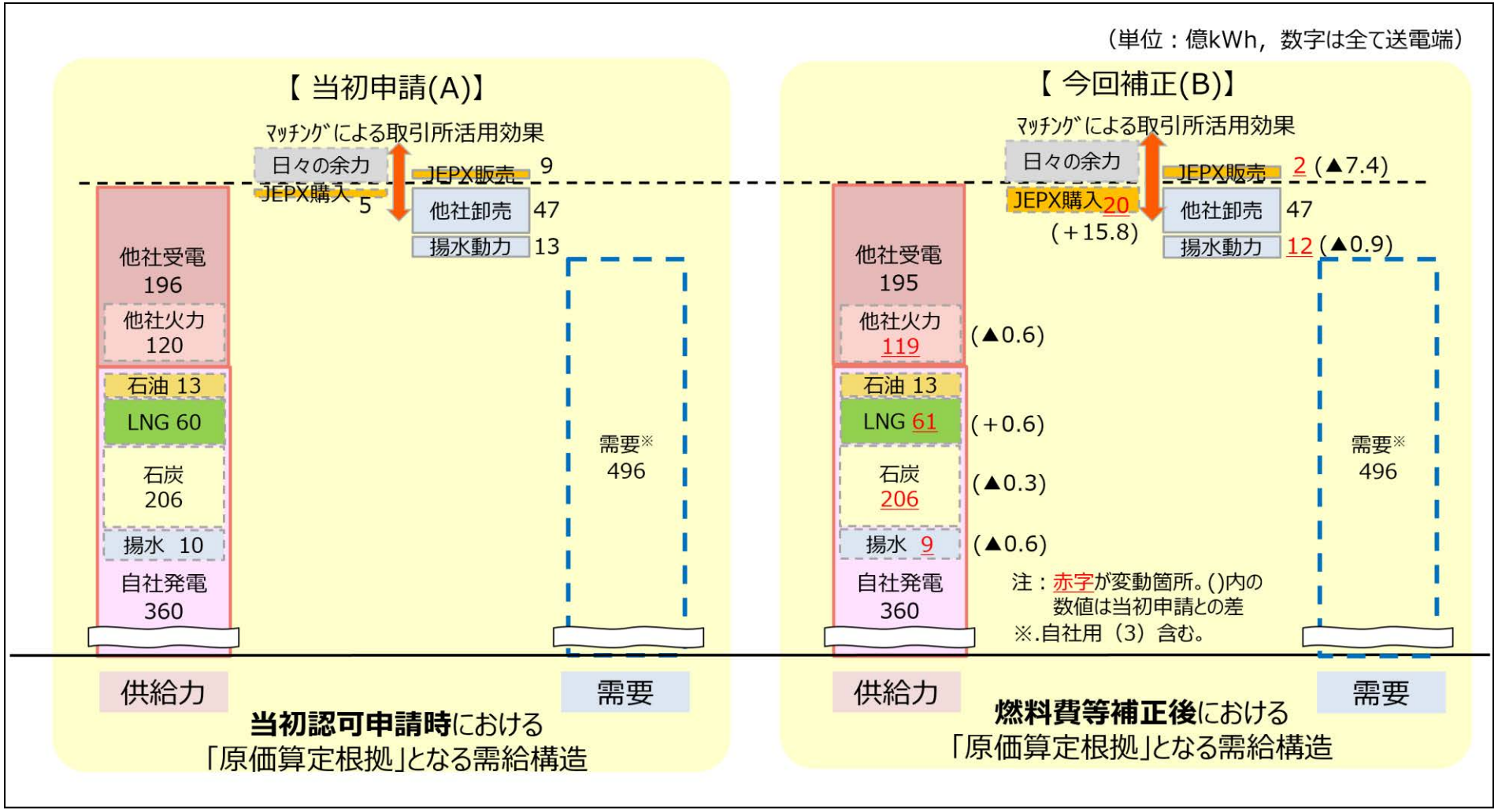
（数字は全て送電端、原価算定期間3か年平均、「JEPX」「自社火力」分は内数、小売需要に自家消費分＜2億kWh＞を含む。）

※第40回料金制度専門会合 事業者資料より一部抜粋。

【参考】各事業者における需給構造（中国電力）

- 中国電力によると、当初の申請における需給構造と、直近の燃料価格などを踏まえた補正後の需給構造は以下のとおり。

当初申請と補正後の需給構造（中国電力）※

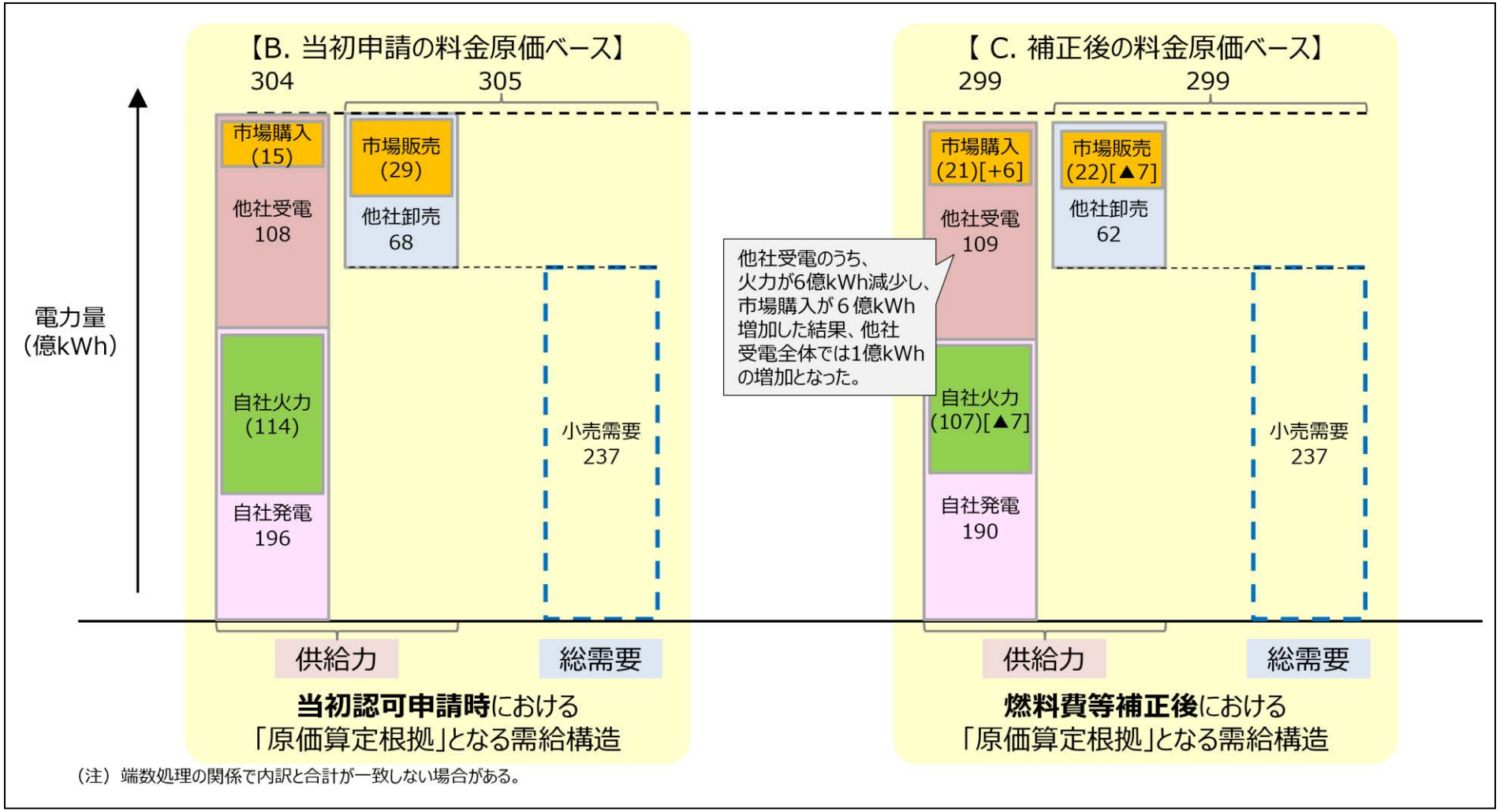


※第40回料金制度専門会合 事業者資料より一部抜粋。

【参考】各事業者における需給構造（四国電力）

- 四国電力によると、当初の申請における需給構造と、直近の燃料価格などを踏まえた補正後の需給構造は以下のとおり。

当初申請と補正後の需給構造（四国電力）※



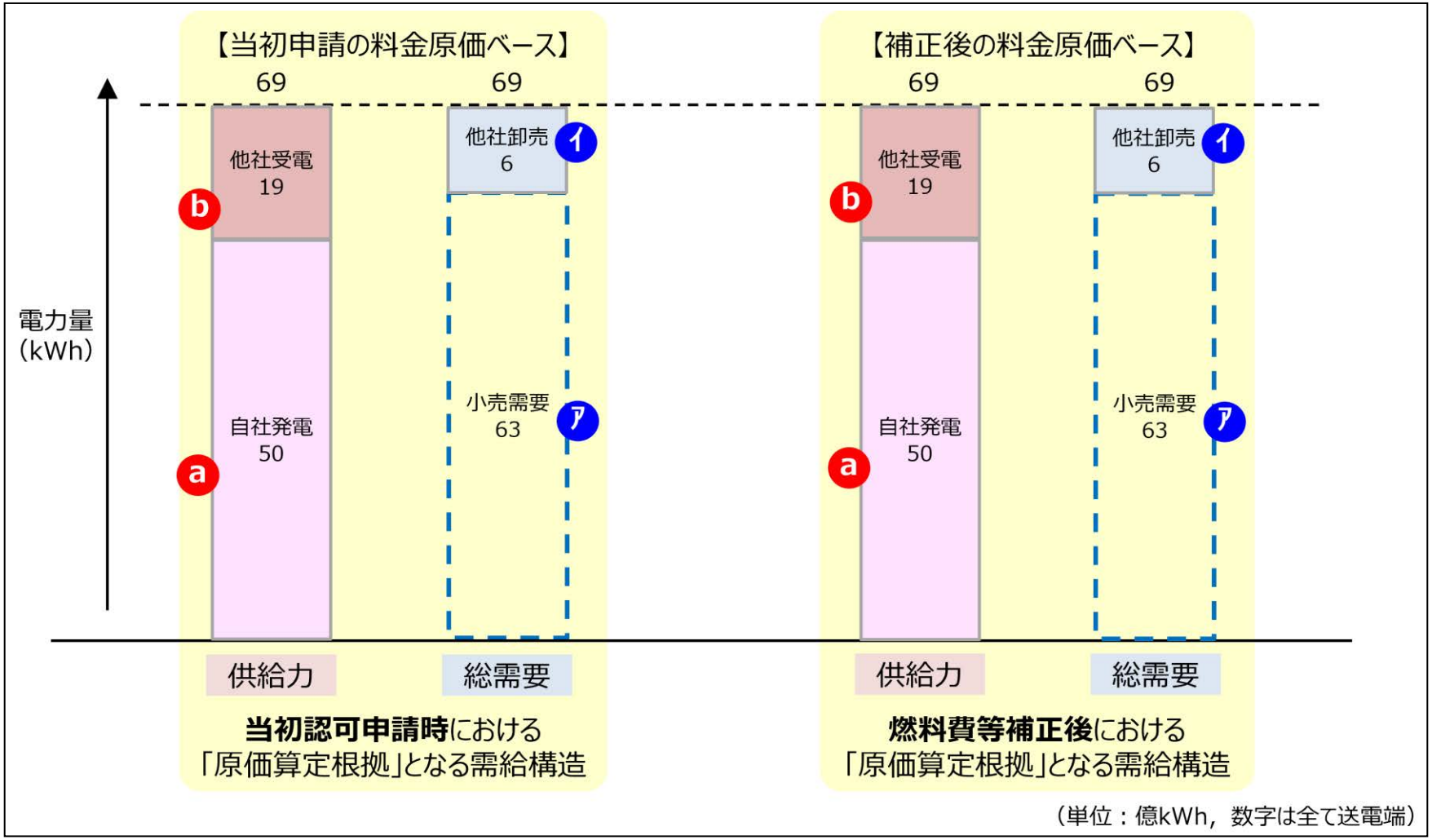
（注）端数処理の関係で内訳と合計が一致しない場合がある。

※第40回料金制度専門会合 事業者資料より一部抜粋。

【参考】各事業者における需給構造（沖縄電力）

- 沖縄電力によると、当初の申請における需給構造と、直近の燃料価格などを踏まえた補正後の需給構造は以下のとおり。

当初申請と補正後の需給構造（沖縄電力）※



※第40回料金制度専門会合 事業者資料より一部抜粋。

【６－１．需要想定･供給力】

①需要想定･供給力の概要

②審査における論点

③需要想定に係る審査の結果

④供給力に係る審査の結果

「需要想定・供給力」及び「供給計画」に係る主な論点

- 各事業者が今回の料金算定に用いた「供給計画」は、以下のとおり。
  - 北陸・沖縄：**2022年3月**に経済産業大臣に届け出たもの
  - 東北・中国・四国：**2022年11月**に経済産業大臣に届け出たもの
  - 北海道・東京：**2023年3月**までに経済産業大臣に届け出る見込みのもの（※）

※北海道・東京は、電力広域的運営推進機関との調整を経て、2023年3月末に経済産業大臣に届出済。

- これらの**「供給計画」**と、今回申請における**「需要想定・供給力」に係る主な論点**は以下のとおり。
  - **需要種別の需要（特別高圧・高圧・低圧自由・低圧規制）**の算定根拠は何か。特に、**低圧自由と低圧規制**の配分は、どのような根拠に基づいているか。
  - 需要について、**節電効果**、「自社から他社への離脱」の影響（**離脱影響**）、「他社から自社に戻る需要」（**戻り需要**）などをどのように織り込んでいるか。
  - 料金算定における**「需要想定・供給力」は**、**「供給計画」と異なる前提を用いているか**。仮に、異なる前提を用いている場合は、**その内容・理由は合理的か**。

【参考】料金算定に用いた「供給計画」の取扱い（北海道・東京）

- **東北・北陸・中国・四国・沖縄**は、2022年度の供給計画（以下「2022計画」という。）を基に、需要に関する直近の見通しなどを踏まえて、**必要に応じて2022計画の変更届出を行い、それを基に料金算定を行っている**。
- **北海道・東京も**、2022計画を基に、直近の見通しなどを踏まえて、**2022計画の変更届出などを検討していたが**、2023年度の供給計画（以下「2023計画」という。）の届出時期が近かったこともあり、2022計画の変更届出ではなく、**「2023計画の案」を基に料金算定を行っている**。
- 一方、料金算定規則では、各種費用などについて「供給計画等」を基に算定することとなっているところ、**「2023計画の案」を基に料金算定を行うことは適切ではない可能性**がある。
- また、北海道・東京からは、**「2023計画の案」と「2023計画」について**、料金改定申請から2023計画の届出までの間に、相対取引の内容の具体化や、発電所の作業計画の変更があったことから、**内容の一部が微修正されているとの説明**があった。
- これを踏まえ、**北海道・東京**について、各費目の査定結果を踏まえた**最終的な補正においては、2023計画を基に料金算定を行う**こととする。
- なお、**東北・北陸・中国・四国・沖縄**は、（必要に応じて変更届出を行った）2022計画を基に料金算定を行っており、**料金算定規則との整合は図られている**。

【参考】「2023年計画の案」と「2023計画」との差異（北海道・東京）

- 北海道電力及び東京電力EPによれば、**「2023計画の案」と「2023計画」との差異**は、以下のとおり。
- なお、変更内容は「供給力」に係るもののみであり、「需要想定」について変更は無い。

事業者	「2023計画の案」における供給電力量（億kWh）※1			「2023計画」における供給電力量（億kWh）※1			「2023計画の案」から「2023計画」への変更点※2
	2023年度	2024年度	2025年度	2023年度	2024年度	2025年度	
北海道電力	290	266	261	304	266	261	• 相対購入の追加約定（+6億kWh） • 相対購入による置換えに伴う調達先未定量減（▲1億kWh） • 相対販売の追加約定（+5億kWh）
東京電力EP	2,251	2,350	2,368	2,243	2,339	2,358	• 卸電力市場購入量の減少（▲3億kWh） • 水力の作業計画等の変更（▲6億kWh） • 相対販売における見積量と契約決定量との差分（▲17億kWh） • 卸電力市場販売量の増加（+8億kWh）

※1 供給電力量は送電端。
※2 カッコ内は「供給力」に係る「2023計画の案」と「2023計画」との差異であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間平均値。

【６－１．需要想定･供給力】

①需要想定･供給力の概要

②審査における論点

③需要想定に係る審査の結果

④供給力に係る審査の結果

需要想定に係る審査の結果（まとめ）

- 各事業者の**需要想定（小売需要）と「供給計画」**を比較した結果、小売需要に該当しない需要（例：建設工事用電力）を除外するなどの形式的な変更を加えているのみであり、**合理的でない変更は確認されなかった**。
- 各事業者の**需要種別の需要（特別高圧・高圧・低圧自由・低圧規制）**の算定方法や、その根拠を確認したところ、**合理的でない手法や根拠に基づいた算定は確認されなかった**。また、需要の算定において、**節電効果**、**離脱影響**、**戻り需要**などの影響も織り込まれていることを確認した。
- 各事業者の需要想定と過去の実績データを比較した結果、**明らかに過去実績から乖離した想定結果となっていないことを確認した**。
- なお、各事業者の**需要想定（小売需要）は**、直近の燃料価格などを踏まえた補正による影響を受けないものであり、**当初申請からの変更は無かった**。

各事業者の「需要想定」の考え方①

- 各事業者によれば、今回申請に係る「需要想定」の「供給計画」からの変更点は、以下のとおり。

事業者	今回申請に係る需要想定（小売需要）（億kWh）						小売需要に関する供給計画からの変更点※
	送電端			使用端			
	2023年度	2024年度	2025年度	2023年度	2024年度	2025年度	
北海道電力	全体	254	248	242	240	234	228	• 供給計画には、建設工事用・事業用電力を含むため除外（▲0.3億kWh）
	うち、低圧全体	109	107	104	101	99	96	
	うち、低圧規制	49	44	39	45	41	35	
東北電力	全体	728	725	725	689	687	687	• 供給計画には、建設工事用・事業用電力を含むため除外（▲0.7億kWh）
	うち、低圧全体	236	226	217	217	207	199	
	うち、低圧規制	111	96	82	102	88	76	
東京電力EP	全体	1,987	1,973	1,987	1,906	1,893	1,907	• 変更無し
	うち、低圧全体	695	681	674	647	634	628	
	うち、低圧規制	367	344	322	342	321	301	
北陸電力	全体	275	271	270	263	259	259	• 特別高圧・高圧における戻り需要と離脱影響がバランスすると見込んでおり、結果的に変化無し
	うち、低圧全体	95	93	92	87	86	85	
	うち、低圧規制	21	18	15	20	16	14	

※　カッコ内は「需要想定」と「供給計画」の電力量の差異であり、原価算定期間（2023～25年度）の３年間平均値。
※　北海道電力と東京電力EPの供給計画については、「2023年度供給計画の案（2023年1月時点）」による。

各事業者の「需要想定」の考え方②

- 各事業者によれば、今回申請に係る「需要想定」の「供給計画」からの変更点は、以下のとおり。

事業者	今回申請に係る需要想定（小売需要）（億kWh）						小売需要に関する供給計画からの変更点※
		送電端			使用端		
		2023年度	2024年度	2025年度	2023年度	2024年度	2025年度	
中国電力	全体	498	493	490	472	468	465	• 供給計画には、建設工事用・事業用電力を含むため除外（▲３億kWh）
	うち、低圧全体	179	174	169	164	160	156	
	うち、低圧規制	48	41	35	44	38	32	
四国電力	全体	239	236	235	227	224	222	• 変更無し
	うち、低圧全体	90	88	86	83	81	79	
	うち、低圧規制	27	23	20	25	22	19	
沖縄電力	全体	63	63	63	61	60	60	• 供給計画には、建設工事用・事業用電力を含むため除外（▲0.1億kWh）
	うち、低圧全体	28	28	28	27	27	27	
	うち、低圧規制	15	14	12	15	13	12	

※カッコ内は「需要想定」と「供給計画」の電力量の差異であり、原価算定期間（2023～25年度）の３年間平均値。

電力需要の想定方法（まとめ）

- 事務局で、各事業者における電力需要の想定方法を聴取したところ、主なポイントは以下のとおり。

【総論】

- 例えば、**料金メニューの区分ごと**に需要を見積もる方法や、特別高圧・高圧・低圧などの**需要家の種類ごと**に需要を見積もる方法など、いくつかのアプローチが存在。

【特別高圧・高圧】

- 主に、電力需要の実績データと**経済指標（IIP等）等との統計的な相関**や、**個別の需要家への聞き取り**等を基に算定。

【低圧】

- 例えば、家庭向け料金メニューの**契約口数**については、**長期的な実績傾向を重視して推計する方法**と、他事業者の参入状況等の**直近の動向を重視して推計する方法**が存在。
- また、**原単位**（１口あたり電力量等）については、各事業者とも、**5～10年程度の中長期の実績データ**等を基に算定。

「供給計画」における電力需要の算定方法など①

- 各事業者によれば、電力需要の算定方法や、各種要因の織り込み・想定は、以下のとおり。

事業者	電力需要の主な算定方法 （上段：低圧、下段：特別高圧・高圧） ※カッコ内は主たる算定根拠	電力需要に影響を与える要因の織り込み・想定			
		節電効果	離脱影響	戻り需要	値上げ影響
北海道電力	➢ 延口数・延契約電力（実績傾向）×原単位（実績傾向）：メニュー別に算定 ⇒規制部門と自由部門とでそれぞれ積上げ	2022年度の実績と同程度の節電が継続するとして、原単位に織込	実績傾向を考慮し、延口数・延契約電力に織込	LRや他社からの戻りを考慮し、離脱影響に織込	競争環境が燃料価格高騰以前の状態に戻るとして、追加的な離脱影響は織込まず
	➢ 延契約電力（実績傾向、需要家聞取り）×原単位（実績傾向）				
東北電力	➢ 延口数・延契約電力（実績傾向）×原単位（実績傾向）：メニュー別に算定 ⇒規制部門と自由部門とでそれぞれ積上げ	2022年度の実績節電率と同程度の節電が継続するとして、原単位に織込	実績傾向を考慮し、延口数・延契約電力に織込	LRや事業撤退する他社に離脱した需要家の戻りで推定	外部アンケートや深夜機器割引廃止時の反響から、2023年4～9月について離脱影響に織込
	➢ 延契約電力（実績傾向）×原単位（実績傾向）：電圧別に算定 ➢ 特高については需要家聞取りの結果も考慮				
東京電力EP	➢ 口数・契約電力（実績傾向）× 原単位（実績傾向）－離脱影響（実績傾向）－自社自由への移行（実績傾向）＋戻り需要（実績傾向）：メニュー別に算定 ⇒規制部門と自由部門とでそれぞれ積上げ	実績傾向を考慮し、原単位に織込	【低圧】 実績傾向を考慮し、離脱口数と原単位から電力量を想定	【低圧】 販売活動に伴う契約獲得想定のみを織込	【低圧】 値上げ直後の競争進展を考慮し、離脱と戻りへの一時的な影響を織込
	➢ 契約電力（実績傾向）× 稼働時間（実績傾向）－離脱影響（実績傾向）＋戻り需要（実績傾向）：業務用・産業用別、電圧別に算定 ➢ 需要家聞取りの結果も考慮		【特別高圧・高圧】 実績傾向と至近の契約更改情報で想定	【特別高圧・高圧】 LRに関する公表情報や、需要家からの戻りの打診等を踏まえて想定	【特別高圧・高圧】 至近の契約状況等を考慮し、離脱への影響は僅少となるものとして織込
北陸電力	➢ 延口数・延契約電力（実績傾向、世帯数）×原単位（実績傾向）：低圧合計と自由部門（メニュー別）を算定 ⇒規制部門＝低圧全体－自由部門合計で分割	実績傾向を考慮し、原単位に織込	実績傾向を考慮し、延口数・延契約電力に織込	【低圧】 実績傾向を考慮し、離脱影響に織込	【低圧】 想定困難なため織込まず
	➢ 延契約電力（実績傾向）×原単位（実績傾向） ➢ 産業用については、IIPとの相関により電力量を推定し、離脱影響を反映。			【特別高圧・高圧】 LRや他社からの戻りを考慮し、離脱影響に織込	【特別高圧・高圧】 他社への契約切替を考慮し、離脱影響に織込

「供給計画」における電力需要の算定方法など②

- 各事業者によれば、電力需要の算定方法や、各種要因の織り込み・想定は、以下のとおり。

事業者	電力需要の主な算定方法 （上段：低圧、下段：特別高圧・高圧） ※カッコ内は主たる算定根拠	電力需要に影響を与える要因の織り込み・想定			
		節電効果	離脱影響	戻り需要	値上げ影響
中国電力	➢ １か月あたり電灯計口数、契約電力（エリア人口、実績傾向）×原単位（実績傾向）－離脱影響－節電影響：全体と自由部門を算定 ⇒規制部門＝低圧全体－自由部門で分割	機器別節電率と節電参加需要家数（推定）から算定	実績傾向から電力量を算定	LRや事業撤退する他社に離脱した需要家の戻りで推定	想定困難なため織込まず
	➢ エリア需要（実績傾向、KP3、IIP）－離脱影響－節電影響				
四国電力	➢ 契約口数（エリア人口、実績傾向）×原単位（実績傾向）－離脱影響：全体を算定 ⇒別途、実績傾向から算定したメニュー別想定値をもとに規制部門と自由部門に分割	実績傾向を考慮し、原単位に織込	実績傾向を考慮し、離脱口数と原単位から電力量を算定	原価算定期間を通じての合理的な想定が困難なため織込まず	競争環境への影響は認識していないため織込まず
	➢ エリア需要（実績傾向、IIP、需要家聞取り）－離脱影響				
沖縄電力	➢ 延口数・延契約電力（人口見通し、実績傾向）×原単位（実績傾向）－離脱影響（実績傾向）：用途別に想定 ⇒規制部門＝低圧全体－自由部門で分割	実績傾向を考慮し、原単位または電力量に織込	実績傾向から電力量を算定	離脱影響に織込	想定困難なため織込まず
	➢ エリア需要（実績傾向、需要家聞取り）－離脱影響（実績傾向） ⇒規制部門＝高圧全体－自由部門で分割				

【参考】需要家数の推計方法①（家庭向け料金メニュー等の場合）

事業者	推計方法	
	観測期間	観測期間の設定理由
北海道電力 （従量電灯A・B）	• 離脱影響：2021～22年度上期（月次） • 自由料金への移行影響：2022年度上期（月次）	小売全面自由化以降7年間を観測した上で、 • 離脱影響については、新電力の参入状況の変化等を踏まえて、2021年度以降を採用。 • 自由料金への移行影響については、至近の動向を踏まえて、2022年度上期を採用。
東北電力 （従量電灯A・B）	• 離脱影響：2022年7月分（月次） • メニュー変更等：2021年度下期（月次）	• 離脱影響については、2022年4月以降、新電力の新規参入や撤退により競合プレーヤーの変化があったため、計画策定時点における至近の2022年7月実績を採用。 • メニュー変更等については、至近の動向を踏まえて2021年度下期を採用。
東京電力EP （従量電灯B）	• 離脱：2019～21年度（月次）	• 燃料・市場価格の高騰により競争環境が特異的であった2022年度を除外した上で、至近３カ年度を採用。 ※自社の自由メニューへの移行については、足下実績等を参考とした各販売活動に伴う契約獲得の予測値に基づく。
北陸電力 （従量電灯A・B相当）	• 離脱影響：2017～21年度（年次） • 離脱以外の影響：2017～19年度（年次）	• 基本的な考え方として、短期的に生じる不規則な変動影響を極力取り除き、かつ、至近の傾向を反映させるため、至近５年間と設定。 • 離脱以外の影響については、世帯数の実績傾向が国勢調査の実施年度（2020年度）の前後で異なるため、2020・21年度は除外。

【参考】需要家数の推計方法②（家庭向け料金メニュー等の場合）

事業者	推計方法	
	観測期間	観測期間の設定理由
中国電力 （従A+従B+低圧自由）	• 2013～22年度（月次）	• 長期的な傾向を反映させる観点から、観測期間10年間を採用。
四国電力 （家庭用その他（低圧））	• 2014～21年度（年次）	• OCCTO需要想定要領（送配電事業者向け）に準じ5～10年間の中で検討したうえで、決定係数が高い観測期間を採用。
沖縄電力 （従量電灯等）	• 2017～21年度（年次）	• OCCTO需要想定要領（送配電事業者向け）を参考に観測期間を5～14年間で想定した上で、決定係数が高く、電力量想定（需要数×原単位）の水準が実績傾向に近い5年間を採用。

【参考】原単位（１口当たり電力量）の推計方法①（家庭向け料金メニュー等の場合）

事業者	推計方法	
	観測期間	観測期間の設定理由
北海道電力 （従量電灯A・B）	• 2017～22年度（年次）	• 北海道胆振東部地震（2018年9月）後の節電・省エネの定着を踏まえた期間とするため、比較対象の前年度である2017年度以降に設定。
東北電力 （従量電灯A・B）	• 2018～22年度（年次）	• コロナ前後を観測期間とすることで、コロナ前の趨勢を取り込むとともにコロナによる原単位上昇（在宅率の増加影響等）を反映させるため、5年の観測期間とした。
東京電力EP （従量電灯B）	• 2016～22年度（月次）	• 低圧自由化以降の離脱や自社自由メニューへの移行に伴う、減少傾向を捉えるため、2016年度以降を観測期間に設定。なお、2020年度以降の緊急事態宣言等に伴う一時的な影響（巣ごもり需要）については、スマートメータデータの分析により排除。
北陸電力 （従量電灯A・B相当）	• 2015～21年度（年次）	• 基本的な考え方として、短期的に生じる不規則な変動影響を極力取り除き、かつ、至近の傾向を反映させるため、至近５年間に設定。 ※2022年度の推計にあたっては、コロナ禍以降の実績傾向を想定に反映するため、直近2年間を設定。 ※2023年度以降の減少の鈍化傾向の推計については、コロナ影響を除外するため、コロナ禍前の至近5か年（2015～19年度）を採用。

【参考】原単位（１口当たり電力量）の推計方法②（家庭向け料金メニュー等の場合）

事業者	推計方法	
	観測期間	観測期間の設定理由
中国電力 （電灯計）	• 2016～22年度（月次）	• 震災後の節電・省エネ進展に伴う大きな減少傾向が2016年度頃から緩やかになったことから、2016～2022年度を設定。 ※2017年度については、定性的・統計的に見て外れ値と判断されるため除外。
四国電力 （家庭用その他（低圧））	• 2014～21年度（年次）	• OCCTO需要想定要領（送配電事業者向け）に準じ5～10年間の中で検討した上で、決定係数が高い観測期間を採用。
沖縄電力 （従量電灯等）	• 2022／23年度想定：2016～21年度（年次） • 2024／25年度想定：2008～21年度（年次）	• OCCTO需要想定要領（送配電事業者向け）に準じて決定係数が高い観測期間を採用。

【参考】「供給計画」策定にあたっての小売需要の想定方法

需要想定要領（電力広域的運営推進機関、2022年4月1日変更）（抜粋）

Ⅴ 小売需要の想定
1.～2. 略

3. 想定期間
需要想定を実施する年度の翌年度（以下「第1年度」という。）以降10年間とし、第1年度及び第2年度は月別に想定する。
ただし、第2年度の月別は最大需要電力のみとする。

4. 想定対象
(1) 需要電力量
送電端電力量
(2) 最大需要電力

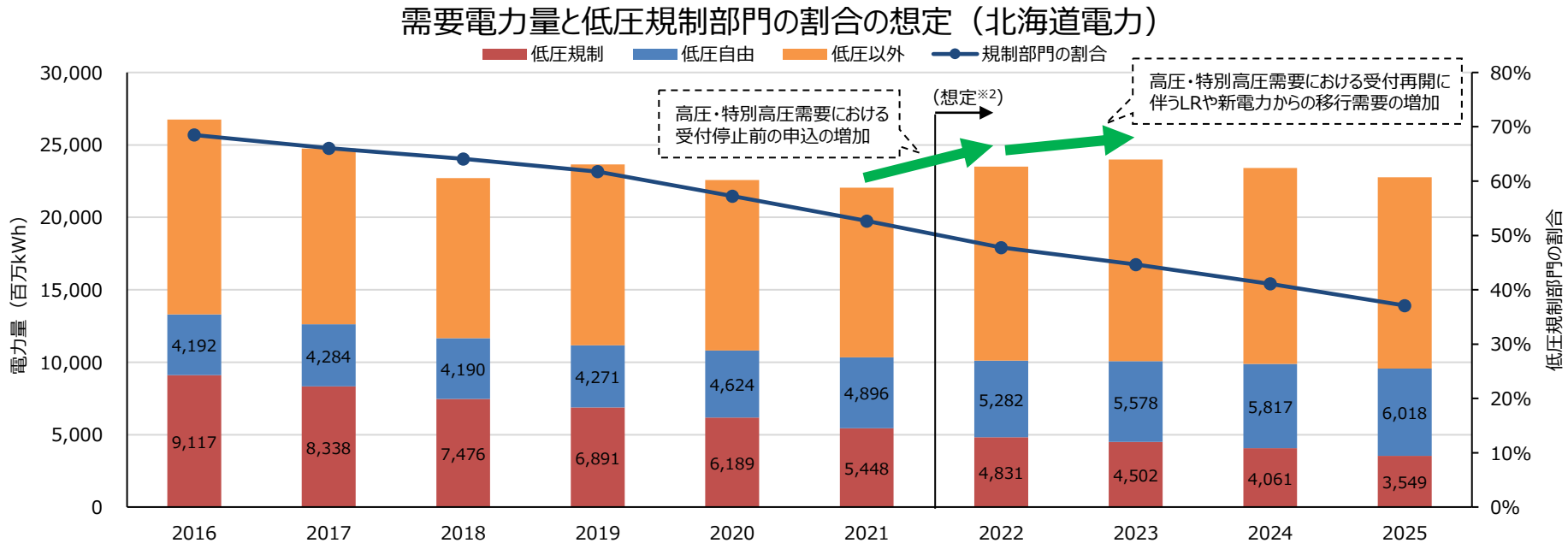
5. 想定方法
上記方針に基づき、原則として下記の手法により想定する。
なお、異常値を控除した場合、気象・閏補正等を行った場合、想定手法を前回から変更した場合は、その旨明らかにする。
※需要電力量及び最大需要電力を想定する際に損失率を用いる必要が生じた場合は、原則として接続送電サービスを締結する一般送配電事業者の供給区域ごとの託送供給約款に記載の損失率、または実績に基づく損失率を用いる。
(1) 第1年度及び第2年度並びに第10年度の想定
① 需要電力量
下記のいずれかにより想定する。
ａ．最近の需要動向や実績傾向に基づき想定する。なお、地域特性を勘案の上、想定してもよい。
ｂ．電源の調達計画等に基づき想定する。
ｃ．個別需要家の動向及び契約獲得等の情報の積み上げにより想定する。
ｄ．本機関が1月末までに公表する全国及び供給区域ごとの需要想定を参考に想定する。
ｅ．上記手法のいずれかを組み合わせた手法により想定する。
ｆ．その他合理的な手法により想定する。
(2)略

6.～8.略

需要想定の詳細（北海道電力）①

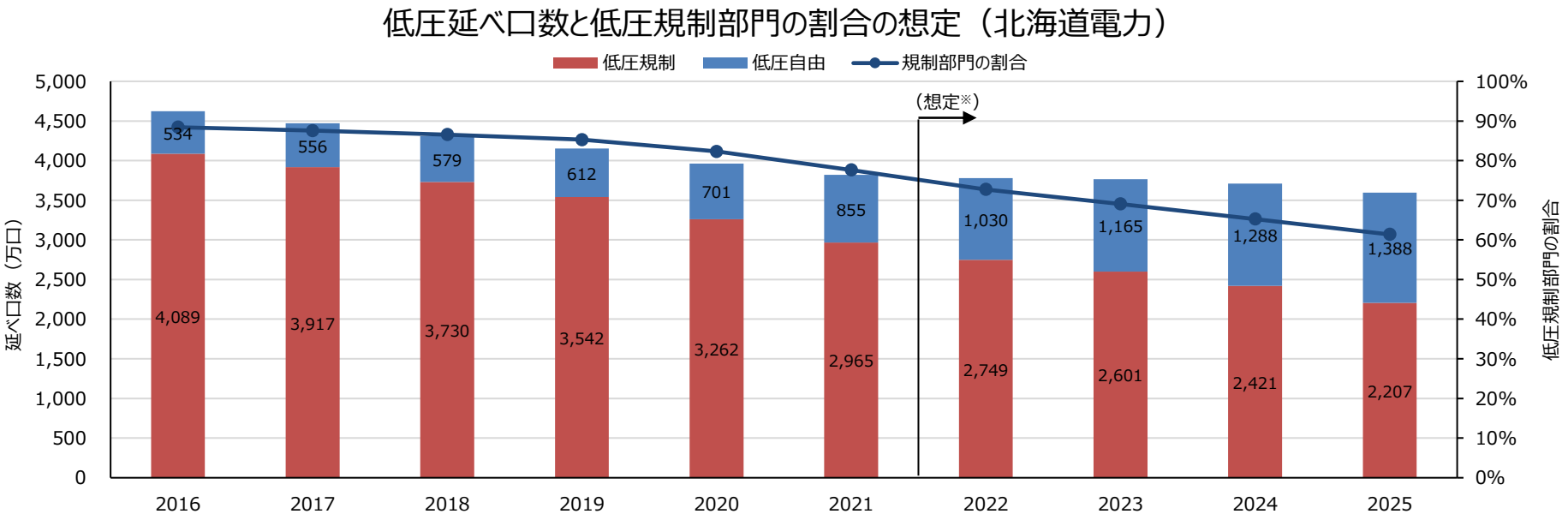
年度		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧需要合計（百万kWh）		13,309	12,622	11,666	11,162	10,813	10,344	10,113	10,080	9,878	9,567
うち規制部門（百万kWh）		9,117	8,338	7,476	6,891	6,189	5,448	4,831	4,502	4,061	3,549
	対前年度変動（%）	－	▲ 8.5	▲ 10.3	▲ 7.8	▲ 10.2	▲ 12.0	▲ 11.3	▲ 6.8	▲ 9.8	▲ 12.6
	主な内訳 他社離脱（戻り含む）	－	▲ 6.0	▲ 5.6	▲ 5.4	▲ 7.0	▲ 5.5	▲ 2.5	▲ 1.3	▲ 3.0	▲ 6.6
	主な内訳 自社自由への移行	－	▲ 1.1	▲ 1.8	▲ 1.7	▲ 2.0	▲ 4.9	▲ 5.7	▲ 4.3	▲ 4.7	▲ 3.9
	主な内訳 気温・うるう影響	－	▲ 0.2	▲ 1.1	1.3	0.1	▲ 0.6	0.8	▲ 0.1	▲ 0.2	0.0
	主な内訳 節電効果等	－	0.0	▲ 1.9	▲ 0.9	0.0	▲ 0.2	▲ 1.5	▲ 1.5	▲ 0.1	▲ 0.4
	主な内訳 その他※1	－	▲ 1.2	0.1	▲ 1.1	▲ 1.3	▲ 0.8	▲ 2.4	0.4	▲ 1.8	▲ 1.7

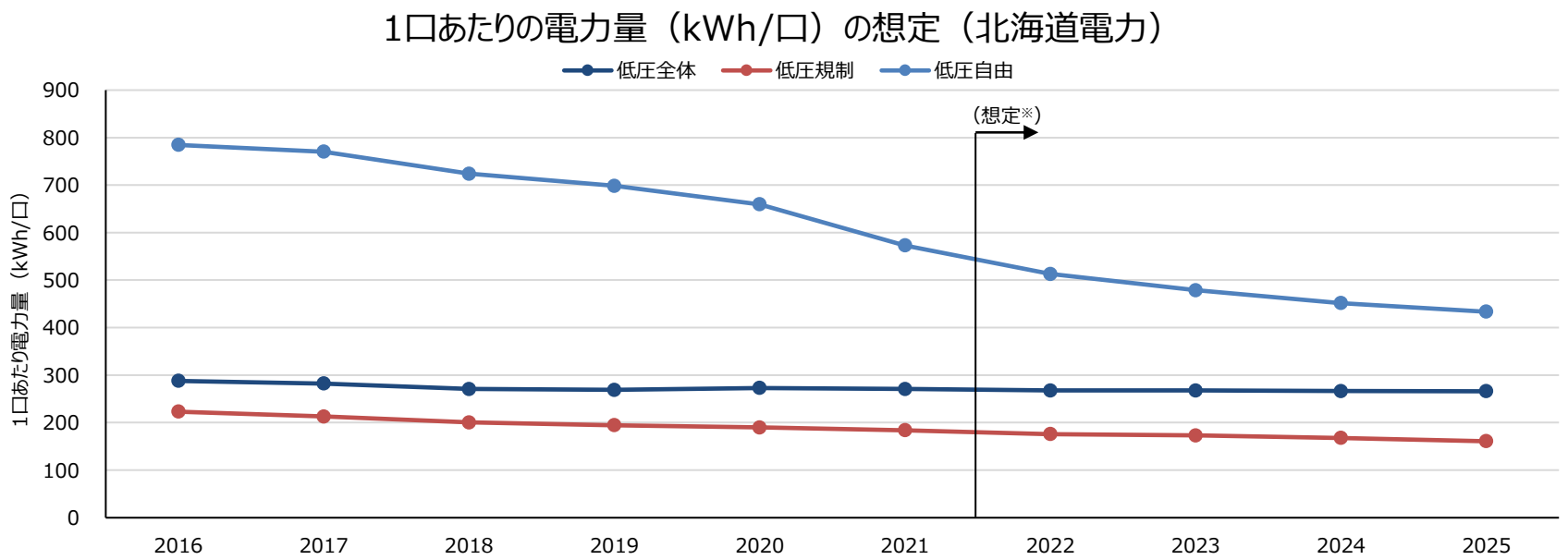
注.　電力量は使用端。域外需要を含む。2016～19年度は離島需要を含む。自社消費分は除く。
※1　省エネ影響や需要構成の変化等に伴う原単位の変動を含む。



※2　2022年10月までは実績値。

需要想定の詳細（北海道電力）②



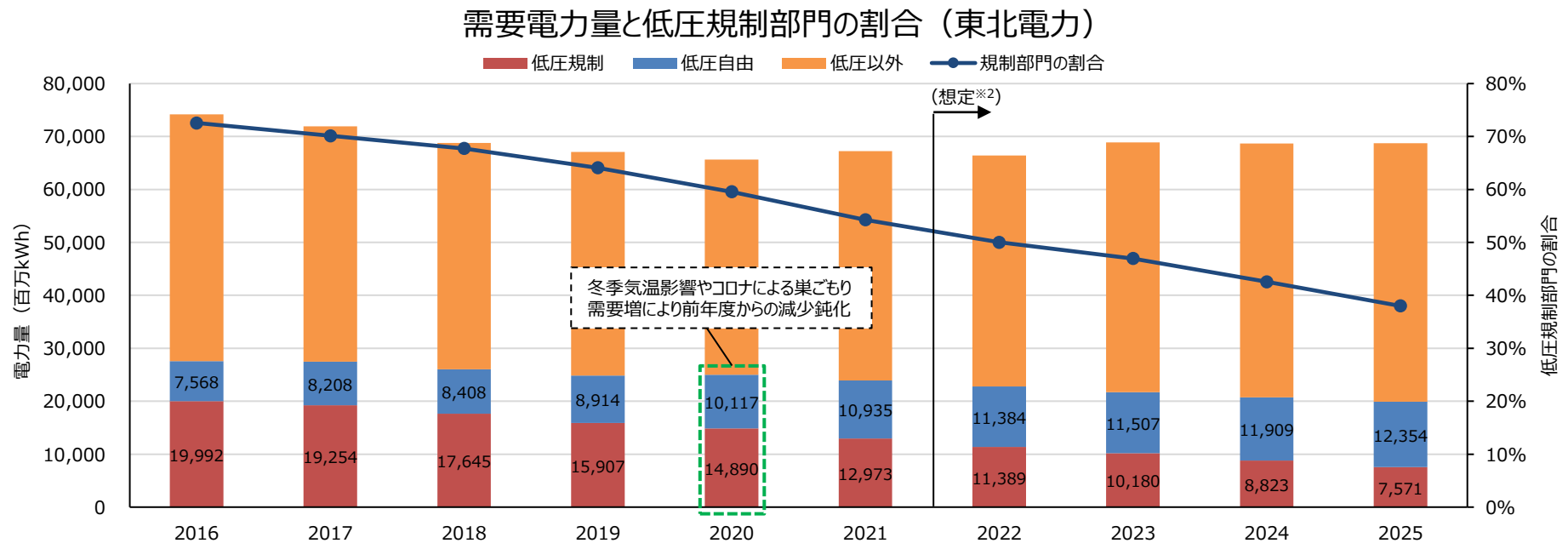


※ 2022年10月までは実績値。

需要想定の詳細（東北電力）①

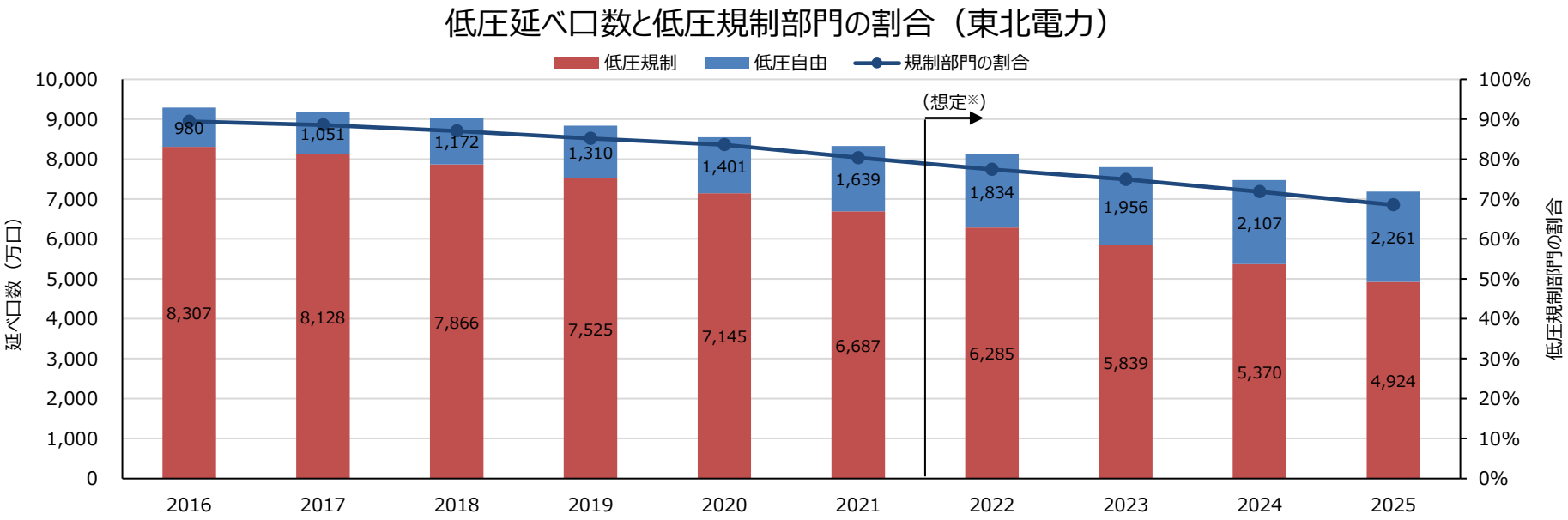
年度		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧需要合計（百万kWh）		27,560	27,462	26,053	24,821	25,007	23,908	22,773	21,687	20,732	19,925
うち規制部門（百万kWh）		19,992	19,254	17,645	15,907	14,890	12,973	11,389	10,180	8,823	7,571
	対前年度変動（%）	－	▲ 3.7	▲ 8.4	▲ 9.8	▲ 6.4	▲ 12.9	▲ 12.2	▲ 10.6	▲ 13.3	▲ 14.2
	主な内訳 他社離脱（戻り含む）	－	▲ 4.2	▲ 3.6	▲ 3.8	▲ 5.5	▲ 4.3	▲ 1.4	▲ 5.0	▲ 3.0	▲ 2.9
	主な内訳 自社自由への移行	－	▲ 0.5	▲ 1.7	▲ 2.2	▲ 3.2	▲ 5.0	▲ 3.1	▲ 3.8	▲ 3.8	▲ 4.5
	主な内訳 気温・うるう影響	－	1.3	▲ 1.4	▲ 0.1	2.2	▲ 1.5	▲ 0.5	0.2	▲ 0.3	0.0
	主な内訳 節電効果等	－	－	－	－	－	－	▲ 1.9	0.1	0.4	0.3
	主な内訳 その他※1	－	▲ 0.3	▲ 1.7	▲ 3.7	0.1	▲ 2.1	▲ 5.3	▲ 2.1	▲ 6.6	▲ 7.1

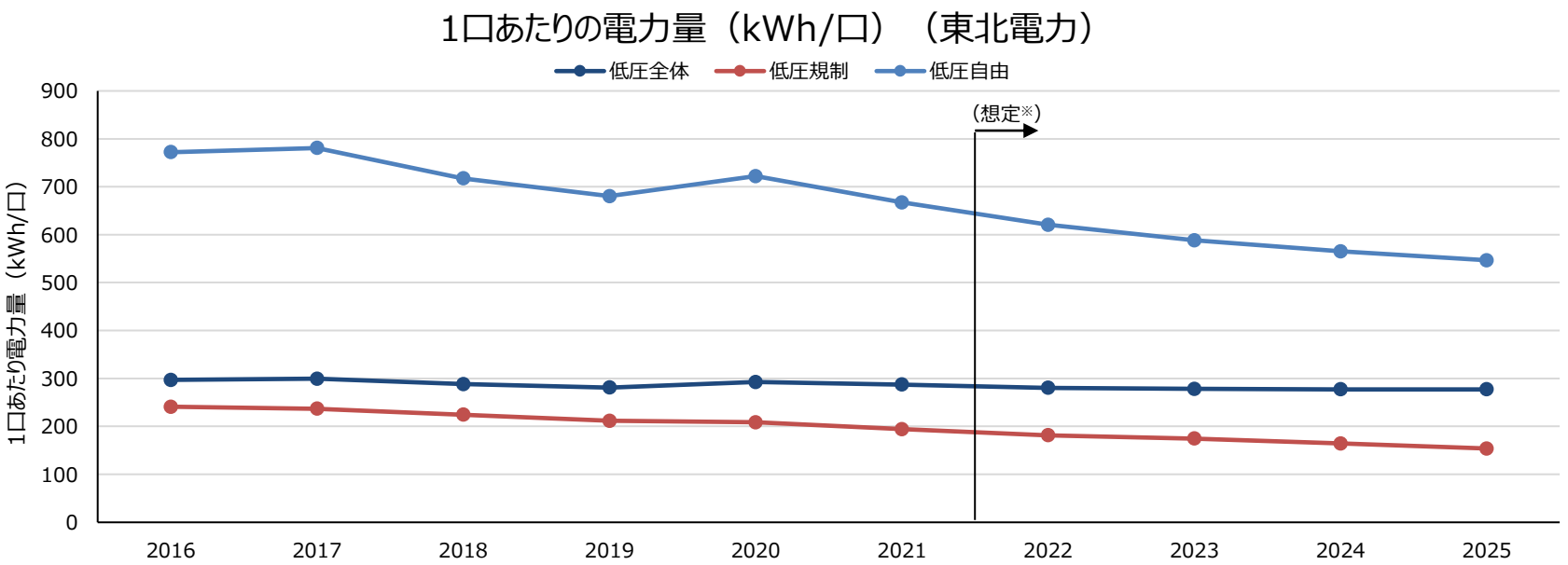
注.　電力量は使用端。域外需要を含む。2016～19年度は離島需要を含む。自社消費分は除く。うるう補正なし。
※1　コロナ影響などの一過性影響や省エネ進展による原単位の減少、空家の増加や住宅着工数の減少等に伴う契約口数の減少を含む。



※2　2022年7月までは実績値。

需要想定の詳細（東北電力）②



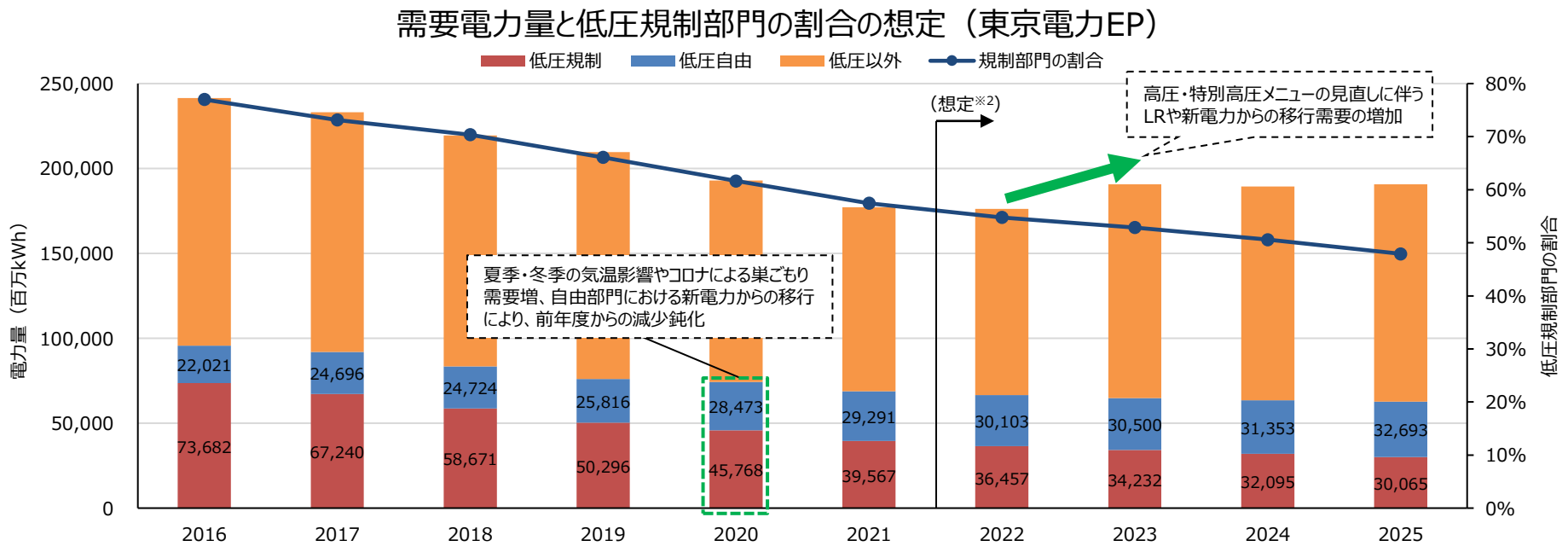


※ 2022年7月までは実績値。

需要想定の詳細（東京電力EP）①

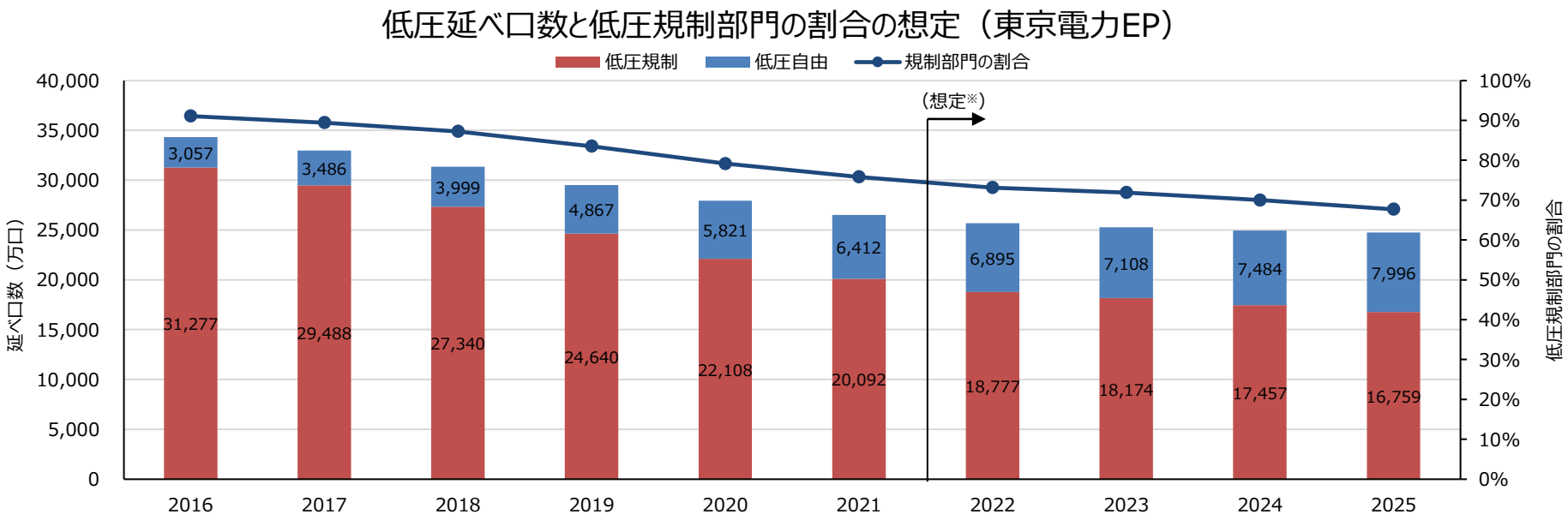
年度		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧需要合計（百万kWh）		95,703	91,936	83,395	76,112	74,241	68,858	66,560	64,732	63,448	62,758
うち規制部門（百万kWh）		73,682	67,240	58,671	50,296	45,768	39,567	36,457	34,232	32,095	30,065
対前年度変動（%）		－	▲ 8.7	▲ 12.7	▲ 14.3	▲ 9.0	▲ 13.5	▲ 7.9	▲ 6.1	▲ 6.2	▲ 6.3
主な内訳	他社離脱（戻り含む）	－	▲ 7.0	▲ 9.0	▲ 9.2	▲ 7.8	▲ 6.8	▲ 4.9	▲ 3.3	▲ 4.2	▲ 3.7
	自社自由への移行	－	▲ 3.0	▲ 2.2	▲ 2.9	▲ 2.7	▲ 1.7	▲ 1.5	▲ 1.6	▲ 2.0	▲ 2.4
	気温・うるう影響	－	2.4	▲ 0.9	▲ 1.4	2.1	▲ 1.9	1.1	▲ 1.6	0.0	▲ 0.0
	節電効果等※1	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	その他	－	▲ 1.1	▲ 0.7	▲ 0.7	▲ 0.7	▲ 3.0	▲ 2.6	0.3	▲ 0.0	▲ 0.2

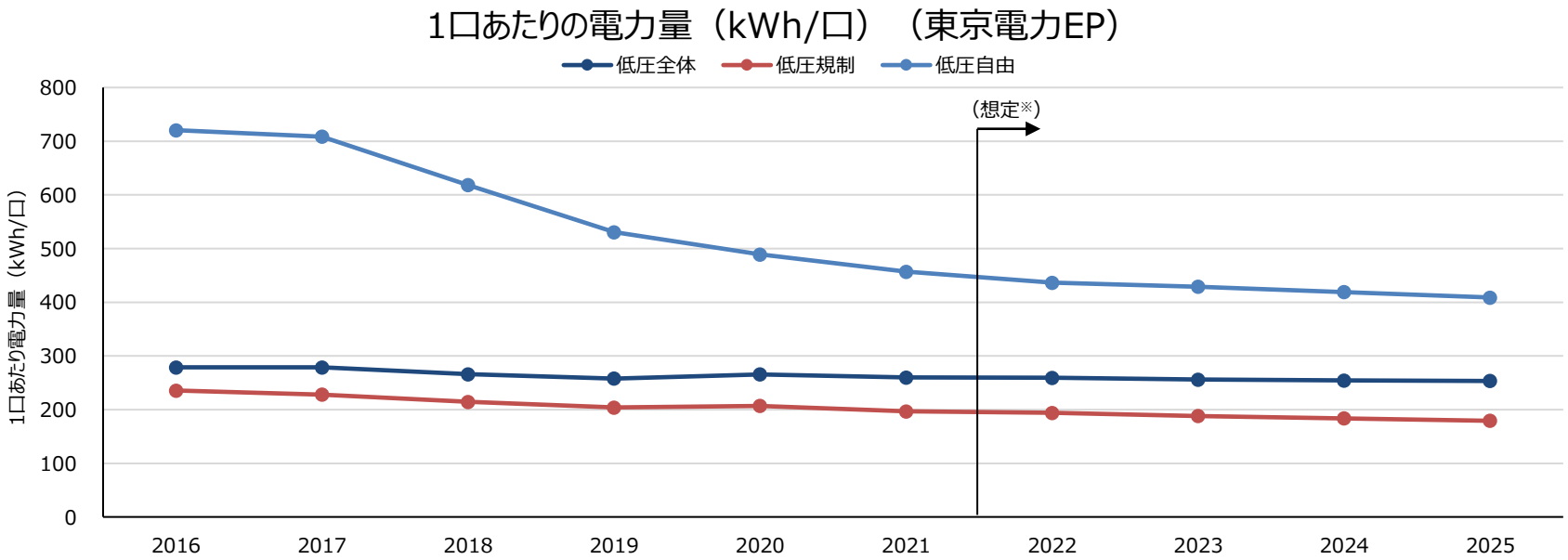
注.　電力量は使用端。域外需要を含む。自社消費分は除く。
※1　節電効果等の影響は、過去の実績傾向を踏まえた原単位で想定することで織込んでおり、これらの影響は「その他」欄でまとめて整理。



※2　2022年11月までは実績値。

需要想定の詳細（東京電力EP）②



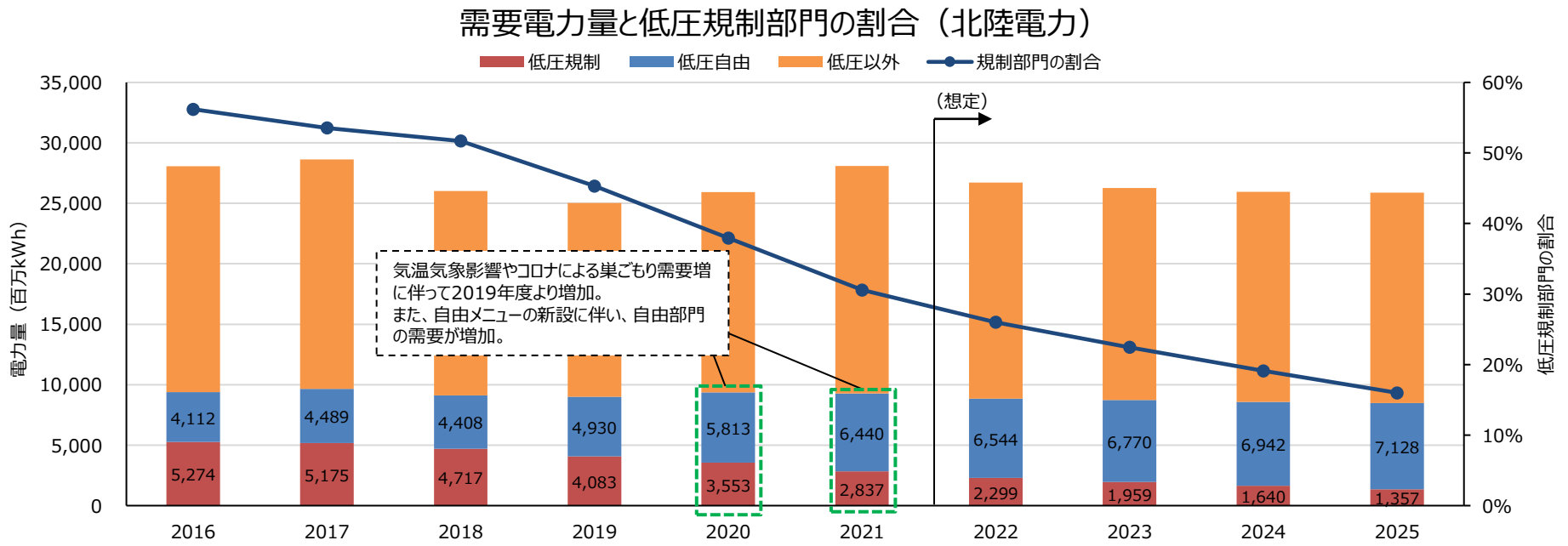


※ 2022年11月までは実績値。

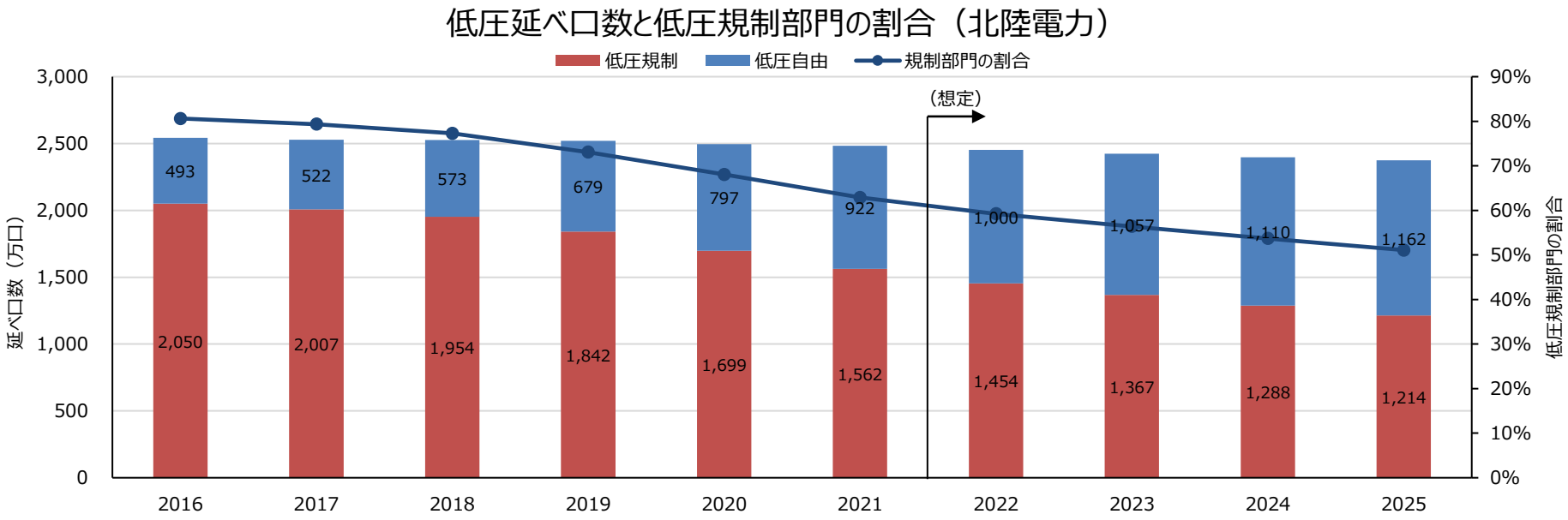
需要想定の詳細（北陸電力）①

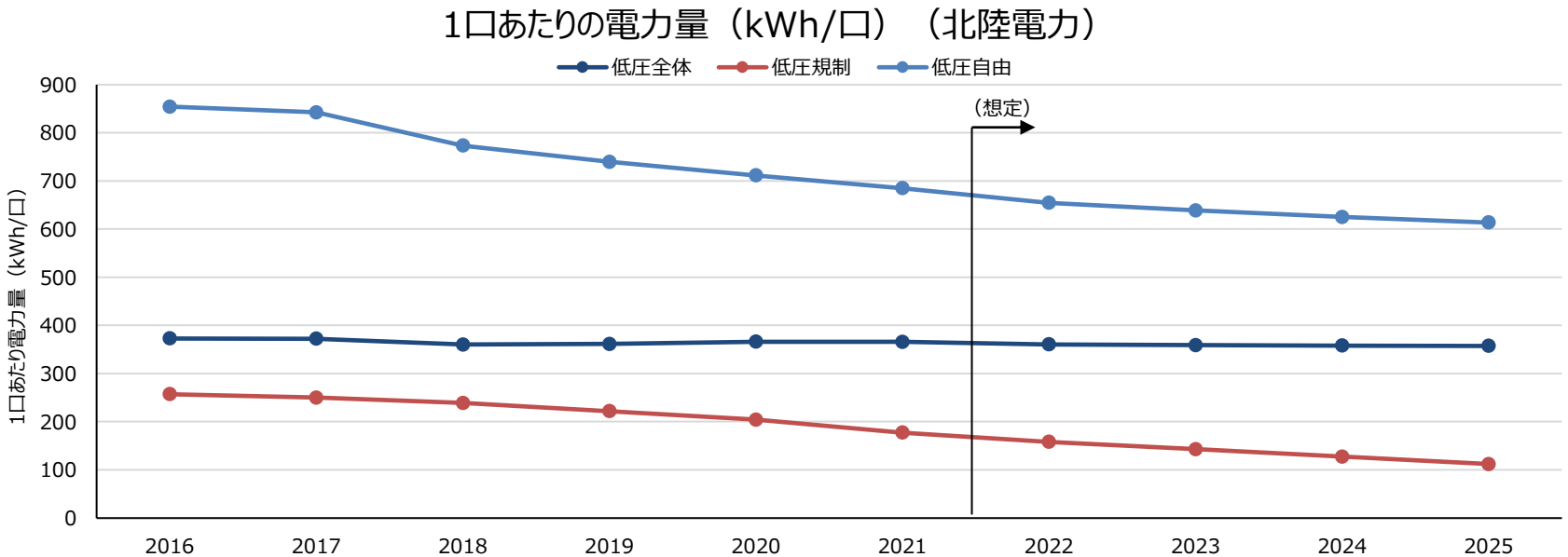
年度		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧需要合計（百万kWh）		9,387	9,664	9,125	9,014	9,367	9,277	8,843	8,729	8,582	8,485
うち規制部門（百万kWh）		5,274	5,175	4,717	4,083	3,553	2,837	2,299	1,959	1,640	1,357
	対前年度変動（%）	－	▲ 1.9	▲ 8.9	▲ 13.4	▲ 13.0	▲ 20.2	▲ 19.0	▲ 14.8	▲ 16.3	▲ 17.3
	主な内訳 他社離脱（戻り含む）	－	▲ 2.1	▲ 2.1	▲ 2.2	▲ 2.3	▲ 1.8	▲ 1.7	▲ 2.3	▲ 2.2	▲ 2.3
	主な内訳 自社自由への移行	－	▲ 0.1	▲ 0.8	▲ 3.9	▲ 7.1	▲ 8.9	▲ 8.4	▲ 7.6	▲ 8.4	▲ 9.5
	主な内訳 気温・うるう影響	－	2.9	▲ 2.0	▲ 1.3	3.2	▲ 1.4	▲ 2.5	0.2	▲ 0.3	0.0
	主な内訳 節電効果等※1	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	主な内訳 その他※2	－	▲ 2.6	▲ 4.0	▲ 6.0	▲ 6.8	▲ 8.1	▲ 6.4	▲ 5.1	▲ 5.4	▲ 5.5

注. 電力量は使用端。域外需要を含む。気温・うるう補正なし。自社消費分は除く。コロナ影響実績を補正の上で想定。
※1 節電効果の影響は「その他」欄の影響とともにまとめて織込んでいるため、「その他」欄にてまとめて整理。
※2 主に省エネの進展を含む。



需要想定の詳細（北陸電力）②



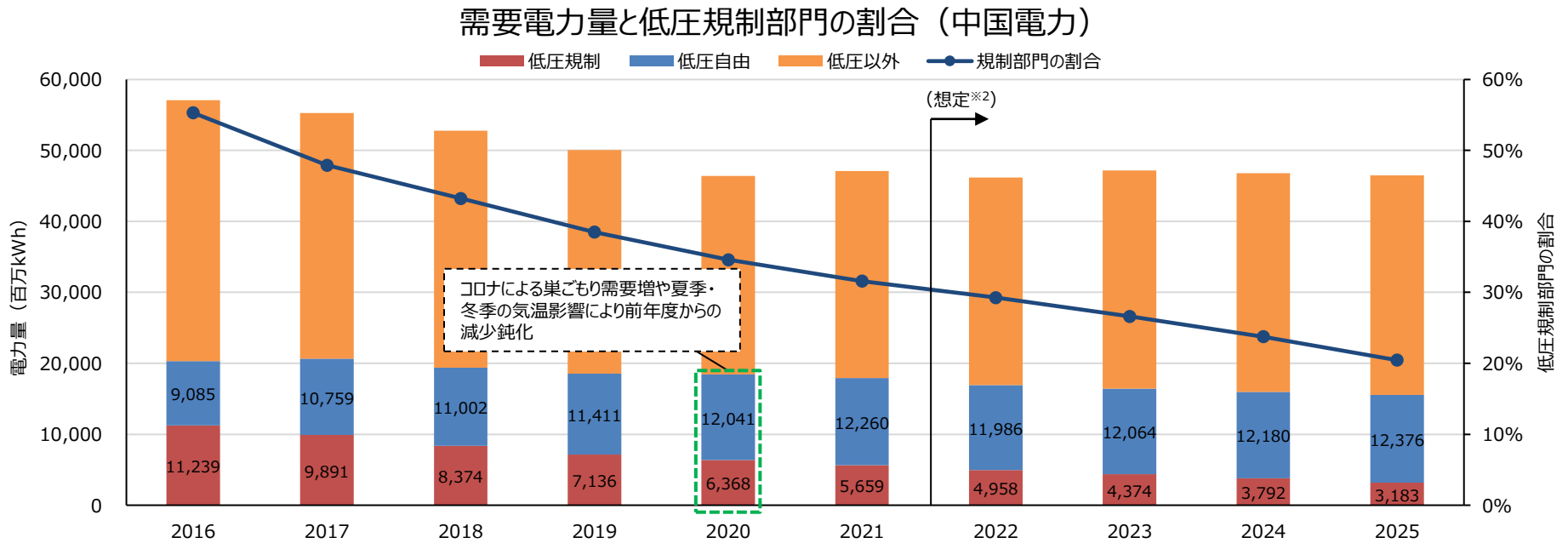


注.　気温・うるう補正あり。コロナ影響実績を補正の上で想定。

需要想定の詳細（中国電力）①

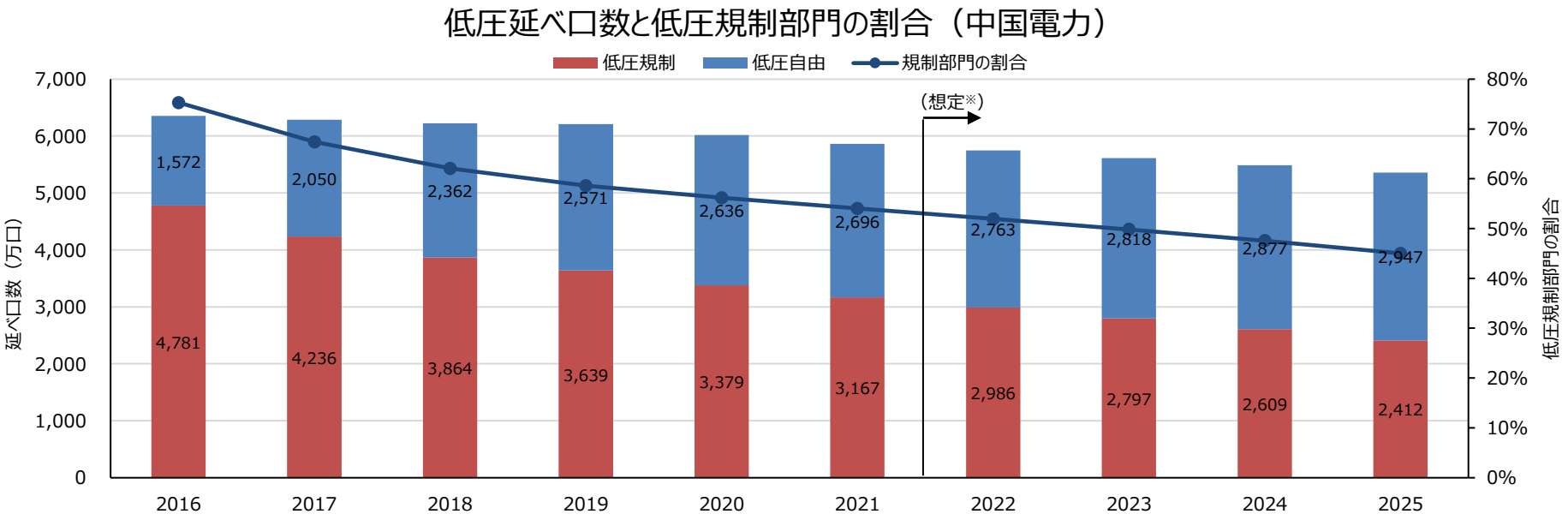
年度			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧需要合計（百万kWh）			20,325	20,650	19,376	18,548	18,410	17,919	16,944	16,438	15,973	15,559
うち規制部門（百万kWh）			11,239	9,891	8,374	7,136	6,368	5,659	4,958	4,374	3,792	3,183
	対前年度変動（%）		－	▲ 12.0	▲ 15.3	▲ 14.8	▲ 10.8	▲ 11.1	▲ 12.4	▲ 11.8	▲ 13.3	▲ 16.1
	主な内訳	他社離脱（戻り含む）	－	▲ 2.2	▲ 3.2	▲ 2.9	▲ 4.0	▲ 4.9	▲ 5.6	▲ 2.1	▲ 4.2	▲ 5.3
		自社自由への移行	－	▲ 11.4	▲ 8.0	▲ 9.5	▲ 7.0	▲ 3.3	▲ 3.2	▲ 5.1	▲ 5.8	▲ 6.3
		気温・うるう影響	－	1.3	▲ 2.4	▲ 1.9	1.5	0.2	0.2	▲ 0.5	▲ 0.3	－
		節電効果等※1	－	－	－	－	－	－	▲ 0.4	▲ 0.2	0.1	0.1
		その他	－	0.3	▲ 1.7	▲ 0.4	▲ 1.3	▲ 3.2	▲ 3.4	▲ 3.8	▲ 3.1	▲ 4.5

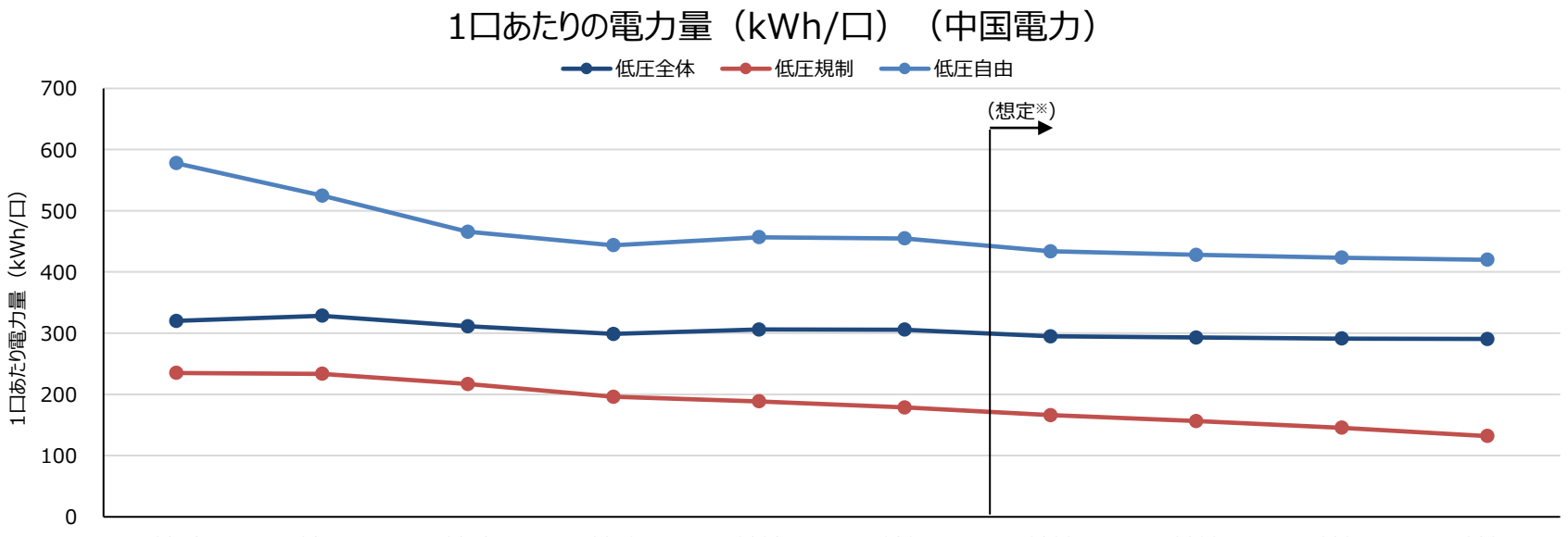
注.　電力量は使用端。域外需要を含む。2016～19年度は離島需要を含む。自社消費分を除く。
※1　2022年度以降の節電効果を記載。



※2　2022年7月までは実績値。

需要想定の詳細（中国電力）②



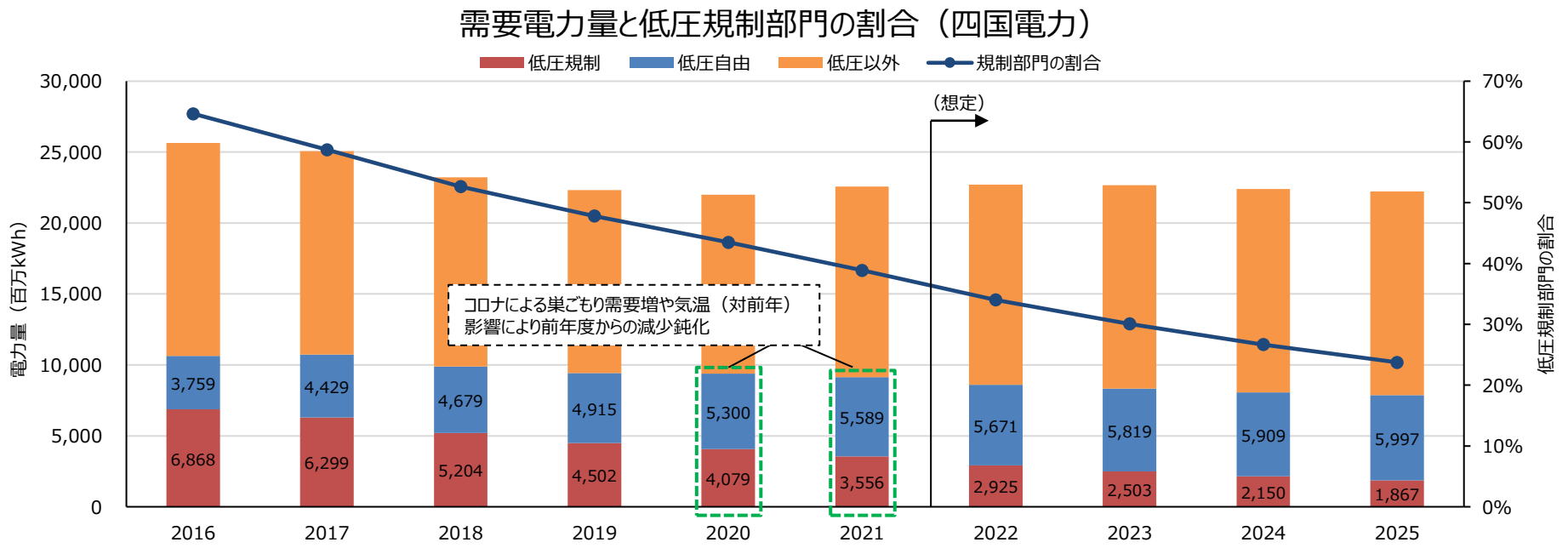


※ 2022年7月までは実績値。

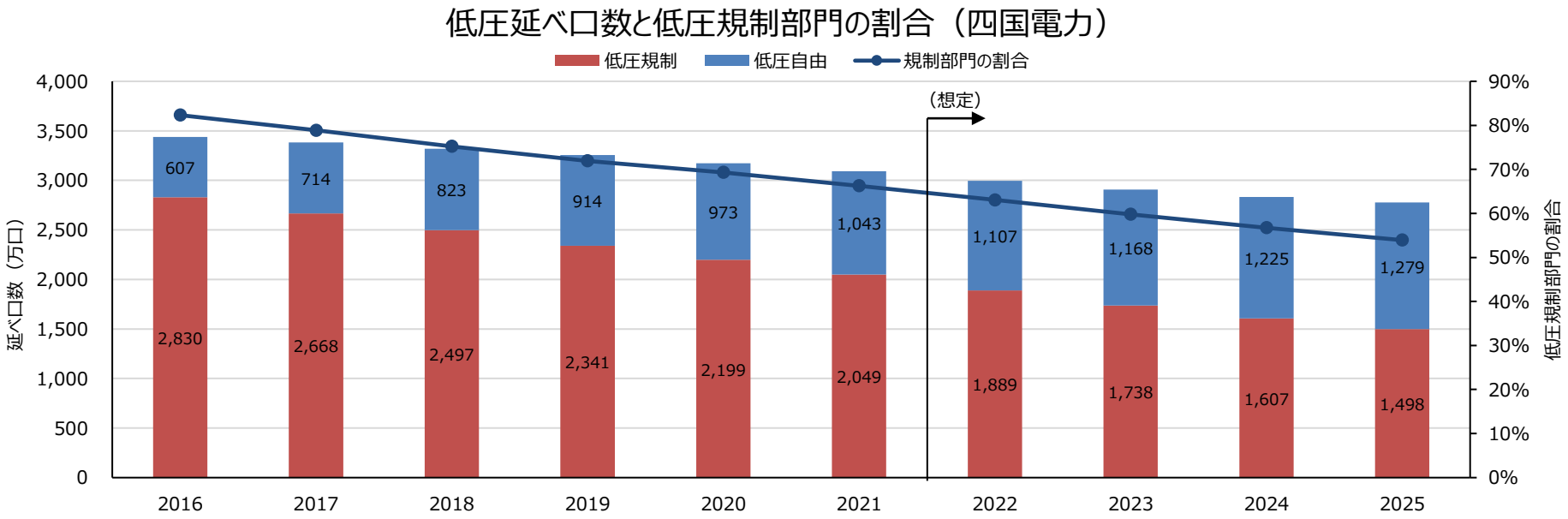
需要想定の詳細（四国電力）①

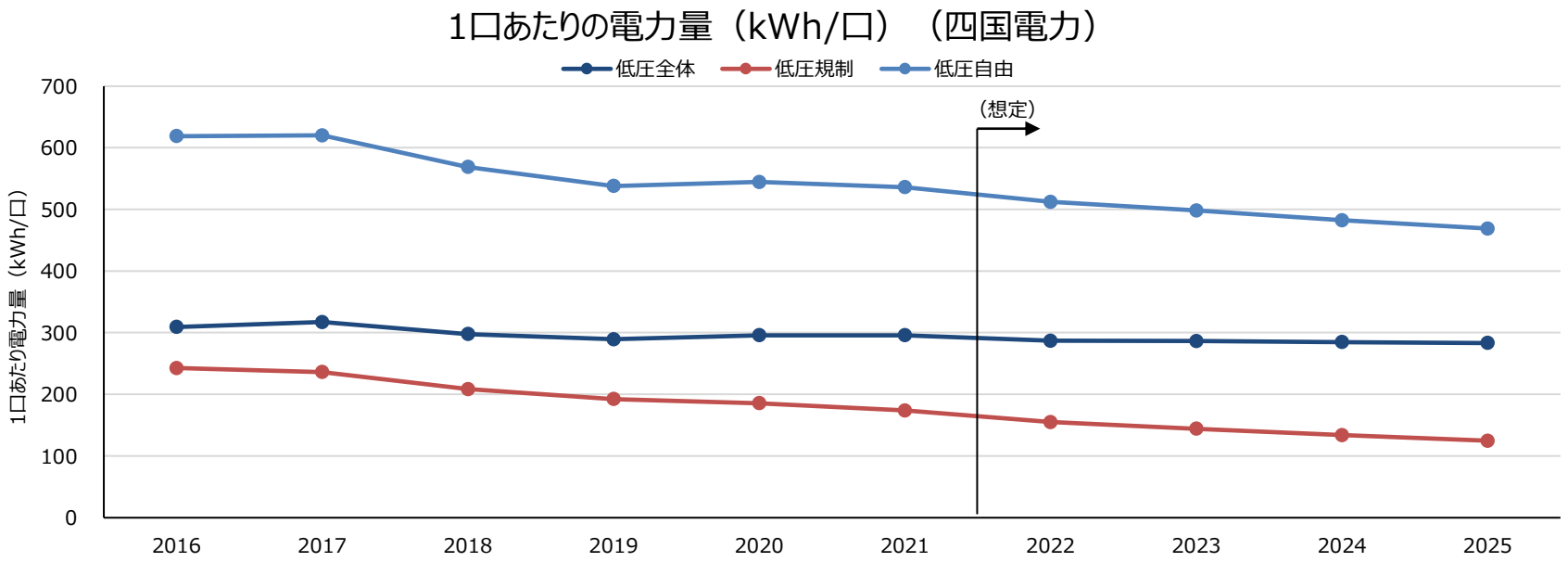
年度			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧需要合計（百万kWh）			10,627	10,728	9,883	9,417	9,380	9,145	8,596	8,322	8,059	7,864
うち規制部門（百万kWh）			6,868	6,299	5,203	4,502	4,079	3,556	2,925	2,503	2,150	1,867
	対前年度変動（%）		－	▲ 8.3	▲ 17.4	▲ 13.5	▲ 9.4	▲ 12.8	▲ 17.7	▲ 14.4	▲ 14.1	▲ 13.2
	主な内訳	他社離脱（戻り含む）	－	▲ 3.6	▲ 6.0	▲ 5.2	▲ 6.9	▲ 5.8	▲ 8.5	▲ 7.7	▲ 6.5	▲ 5.4
		自社自由への移行	－	▲ 7.3	▲ 6.4	▲ 6.1	▲ 4.8	▲ 7.1	▲ 6.4	▲ 6.1	▲ 6.5	▲ 6.9
		気温・うるう影響	－	2.6	▲ 3.8	▲ 1.0	0.8	0.4	▲ 0.3	0.2	▲ 0.3	－
		節電効果等※1	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		その他※1	－	▲ 0.1	▲ 1.2	▲ 1.2	1.6※2	▲ 0.3	▲ 2.6	▲ 0.8	▲ 0.8	▲ 0.8

注. 電力量は使用端。域外需要を含む。自社消費分を除く。
※1 省エネ機器の普及や節電効果等は、過去の実績傾向を踏まえた原単位にて想定することで織込んでおり、これらの影響は「その他」欄にてまとめて整理。
※2 コロナ禍における巣ごもり需要の増加による影響を含む。



需要想定の詳細（四国電力）②

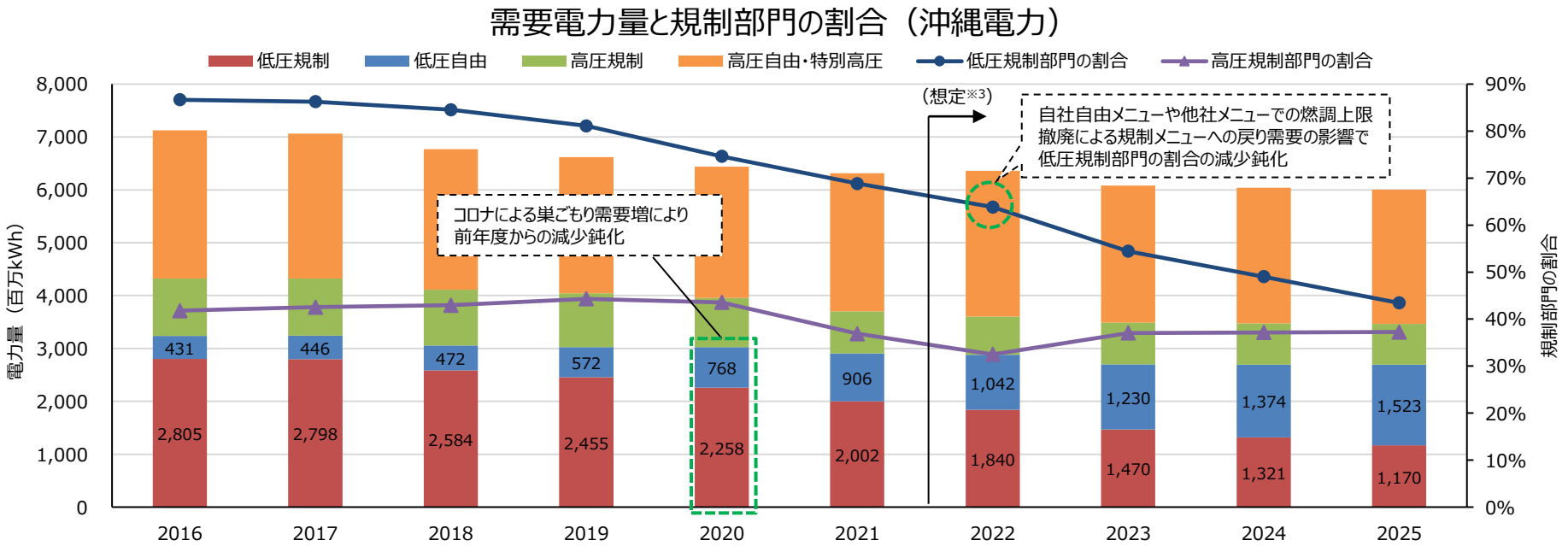




需要想定の詳細（沖縄電力）①

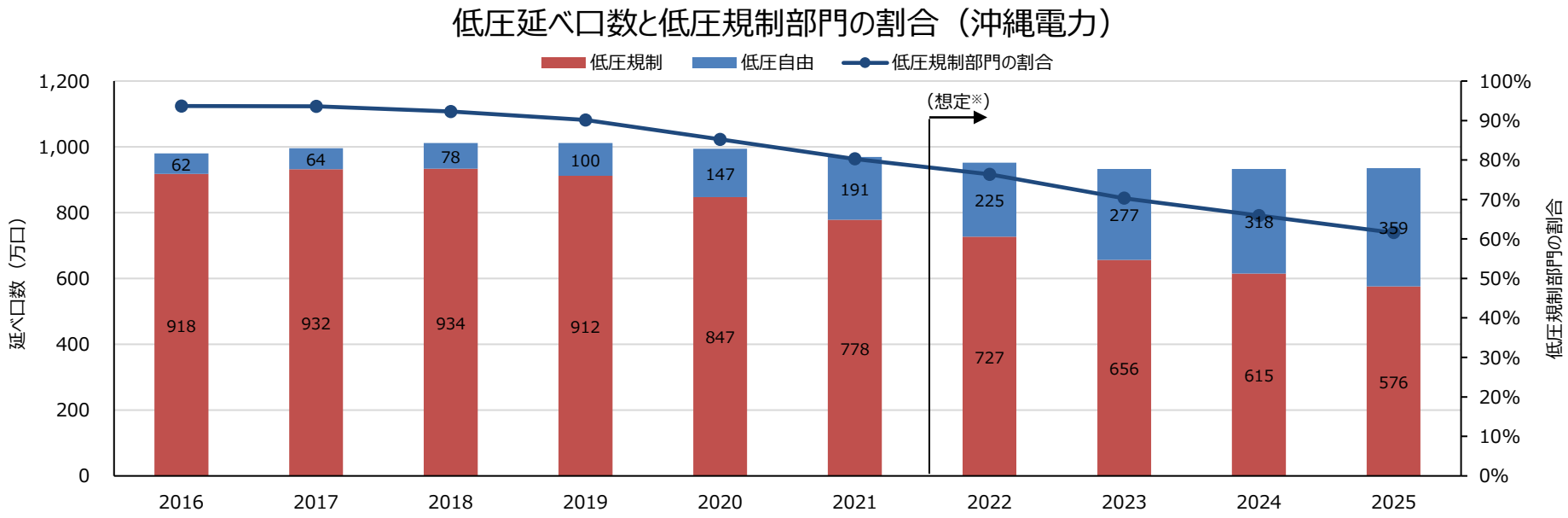
年度			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧需要合計（百万kWh）			3,236	3,244	3,056	3,027	3,026	2,908	2,882	2,700	2,695	2,693
うち規制部門（百万kWh）			2,805	2,798	2,584	2,455	2,258	2,002	1,840	1,470	1,321	1,170
	対前年度変動（%）		－	▲ 0.2	▲ 7.6	▲ 5.0	▲ 8.0	▲ 11.3	▲ 8.1	▲ 20.1	▲ 10.1	▲ 11.4
	主な内訳	他社離脱（戻り含む）	－	0.0	▲ 0.4	▲ 3.1	▲ 4.6	▲ 3.9	▲ 3.8	▲ 4.3	▲ 1.7	▲ 1.9
		自社自由への移行	－	0.0	▲ 1.1	▲ 1.6	▲ 4.5	▲ 4.8	▲ 4.9	▲ 9.2	▲ 8.3	▲ 9.2
		気温・うるう影響	－	▲ 0.6	▲ 1.4	0.2	0.4	▲ 0.5	0.2	▲ 1.0	0.0	0.0
		節電効果等※1	－	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3
		その他※2	－	0.8	▲ 4.3	0.0	1.2	▲ 1.6	0.7	▲ 5.3	0.2	0.0

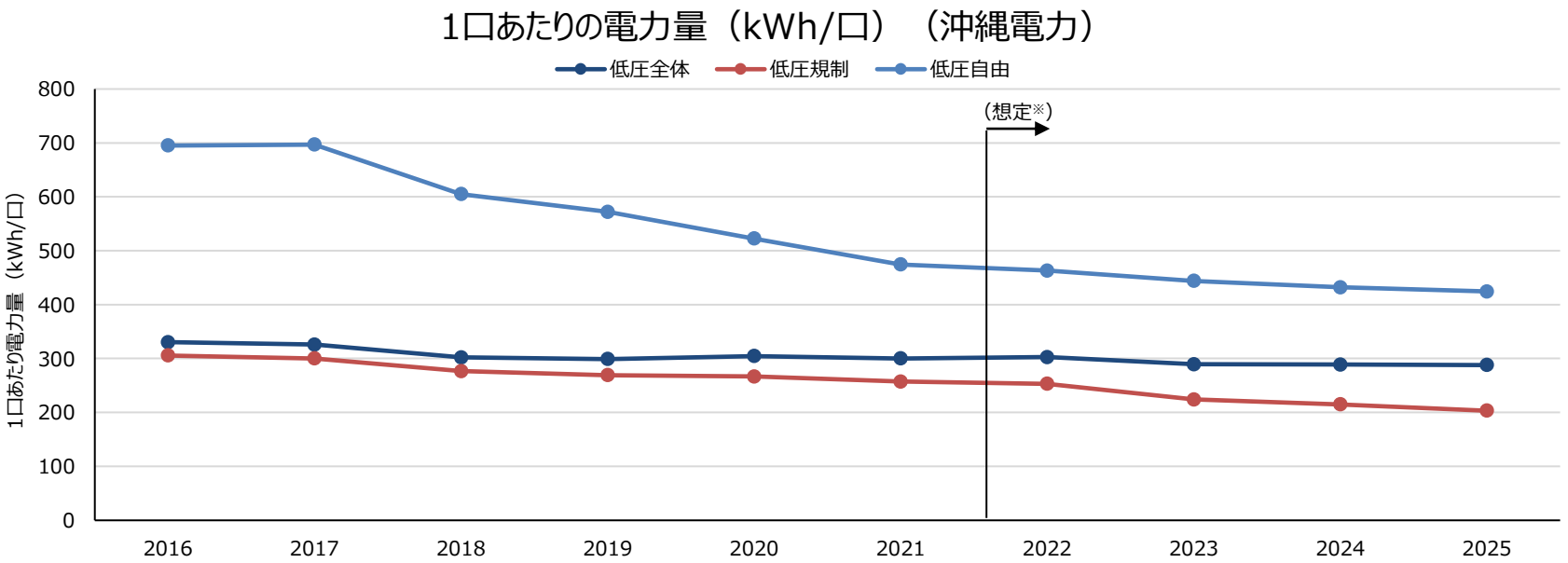
注.　電力量は使用端。域外需要を含む。2016～19年度は離島需要・最終保障需要を含む。自社消費分を除く。
※1　従量電灯等における原単位の減少影響分を節電（省エネ含む）とみなして試算。
※2　台風による需要の減少やコロナ禍における巣ごもり需要の増加による影響を含む。



※3　2022年11月までは実績値。

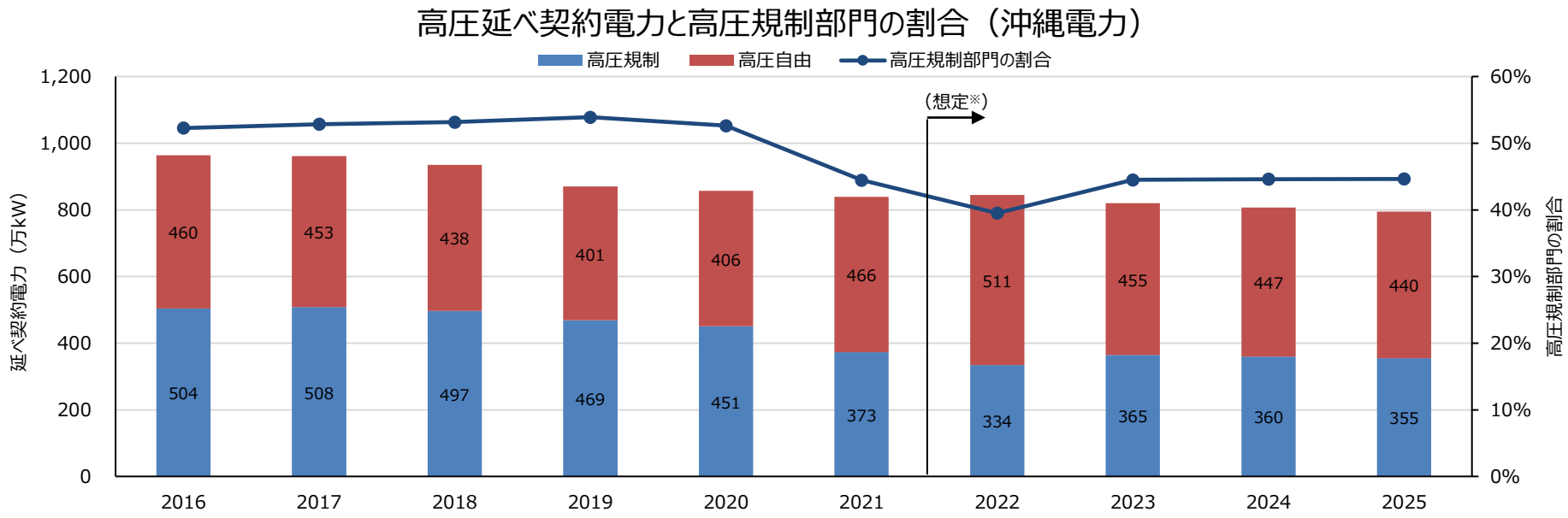
需要想定の詳細（沖縄電力）②

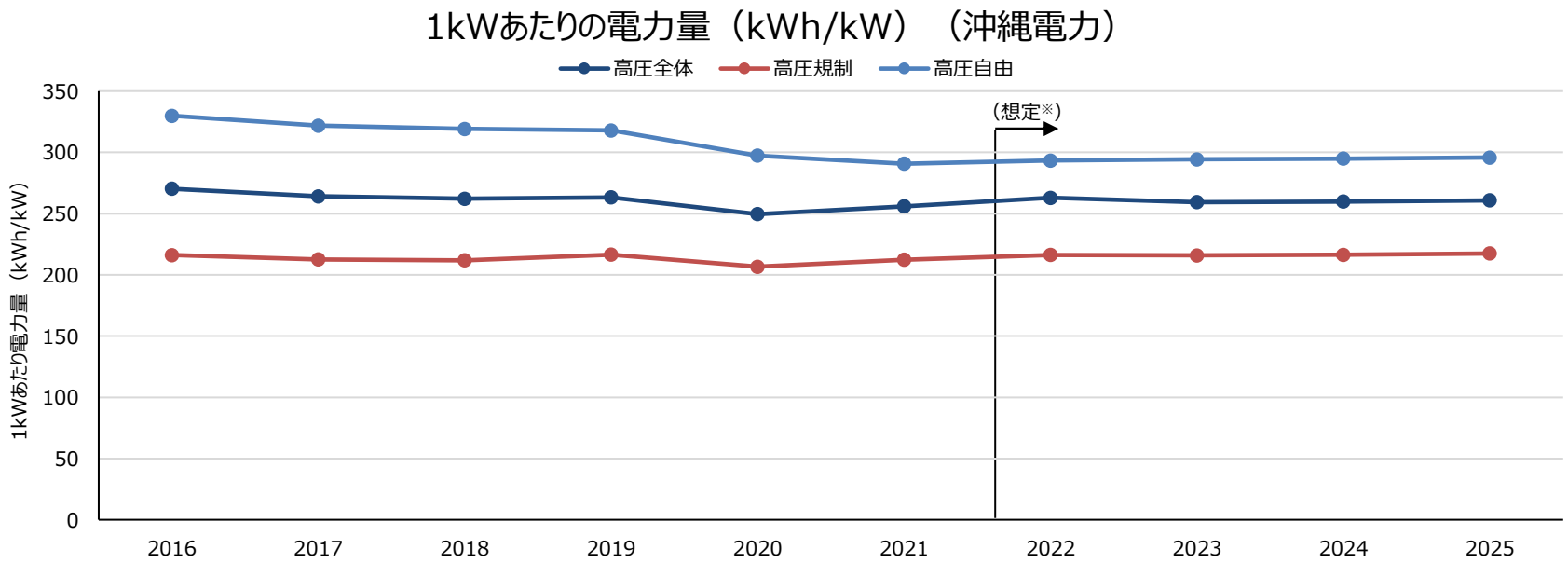




※ 2022年11月までは実績値。

需要想定の詳細（沖縄電力）③





※ 2022年11月までは実績値。

【６－１．需要想定･供給力】

①需要想定･供給力の概要

②審査における論点

③需要想定に係る審査の結果

④供給力に係る審査の結果

供給力に係る審査の結果（まとめ）

- 各事業者の**供給力（供給電力量）と「供給計画」**を比較した結果、経済性を重視した電源運用への変更など、料金算定の上で必要最低限の修正を加えているのみであり、**合理的でない変更は確認されなかった**。
- 各事業者の**供給力（供給電力量）の算定方法やその考え方**を確認した結果、**合理的でない考え方に基づいた供給電力量の算定は確認されなかった**。また、供給電力量と需要電力量が一致していることを確認した。
- なお、直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴い、例えば以下のような変更が生じたものの、**算定方法に係る考え方自体には変更が無いことを確認**した。

【各事業者の「供給力」に関する変更点（例）】

- 当初申請と比較して、**火力発電**（自社発電分及び調整可能な他社受電分）**の発電量が減少し、卸電力市場からの調達量が増加**（**火力発電分と卸電力市場との差替え**）。
- 卸電力市場価格の変更によって、**卸電力市場での売買量が変化**（**供給力**（自社発電分及び他社受電分）**と他社卸売分が変化**する場合有り）。
- **火力発電**（自社発電分及び調整可能な他社受電分）**におけるメリットオーダー**について、例えば、卸電力市場との差替えに伴って、一部の火力発電の運転中利用率が低下するなど、**局所的な変更が発生**。

各事業者の「供給力」の考え方①

- 各事業者によれば、「補正後の供給力」について、「供給計画」からの変更点は、以下のとおり。

事業者	補正後の原価に係る供給電力量（億kWh）※1			供給計画から当初申請への変更点※2 当初申請から「補正後の供給力」への変更点※2
	2023年度	2024年度	2025年度	
北海道電力	295	272	269	• なし • 卸電力市場売買量の変動（販売+6億kWh、購入+14億kWh） • 自社火力発電量の減少（▲8億kWh）
東北電力	910	916	902	• 女川原発２号機の再稼働を追加織込（+38.7億kWh） • 市場調達量を削減（▲38.7億kWh） • 卸電力市場売買量の変動（販売▲1億kWh、購入▲6億kWh） • 自社火力発電量の増加（+4億kWh）
東京電力EP	2,252	2,351	2,369	• 柏崎刈羽原発７・６号機の再稼働を追加織込（+119億kWh） • 供給計画における調達先未定分の減少（▲119億kWh） • 火力の作業計画の変更（+3億kWh） • 水力の作業計画の変更（▲3億kWh） • 卸電力市場販売量の増加（＋1億kWh） • 揚水発電計画の変動（発電＋1億kWh、動力＋2億kWh） • 火力発電量の増加（＋2億kWh）
北陸電力	275	271	270	• 志賀原発２号機の再稼働を追加織込（+9億kWh） • 供給計画において余力となっている電源の市場売買及び相対卸への追加計上（▲9億kWh） • 火力の変動（+1億kWh） • 水力の作業計画の変更（▲1億kWh） （※左記の供給電力量は、自家消費分（2億kWh）を含まない値。） • 卸電力市場売買量の変動（販売▲4億kWh、購入＋10億kWh） • 自社火力発電量の減少（▲14億kWh）

※1　供給電力量は送電端。
※2　カッコ内は「当初申請」と「供給計画」又は「当初申請」と「補正後の供給力」との電力量の差異であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間平均値。
　　北海道電力と東京電力EPの供給計画については、「2023年度供給計画の案（2023年1月時点）」による。

各事業者の「供給力」の考え方②

- 各事業者によれば、「補正後の供給力」について、「供給計画」からの変更点は、以下のとおり。

事業者	補正後の原価に係る供給電力量（億kWh）※1			供給計画から当初申請への変更点※2
	2023年度	2024年度	2025年度	当初申請から「補正後の供給力」への変更点※2
中国電力	500	495	493	• 島根原発２号機の再稼働織込（+43.3億kWh） • 上記見直しに伴う火力発電の稼働見直し等（▲43.3億kWh）
				• 卸電力市場売買量の変動（販売▲7億kWh、購入＋16億kWh） • 火力発電量の変動（自社＋0.3億kWh、他社▲0.6億kWh） • 揚水発電計画の変動（発電▲0.6億kWh、動力▲0.9億kWh）
四国電力	239	236	235	• 供給計画における調達先未定分は、市場及び他社販売等に織込。
				• 卸電力市場売買量の変動（販売▲7億kWh、購入＋6億kWh） • 火力発電量の減少（自社▲7億kWh、他社▲6億kWh）
沖縄電力	68	69	69	• なし
				• なし

※1　供給電力量は送電端。
※2　カッコ内は「当初申請」と「供給計画」又は「当初申請」と「補正後の供給力」との電力量の差異であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間平均値。

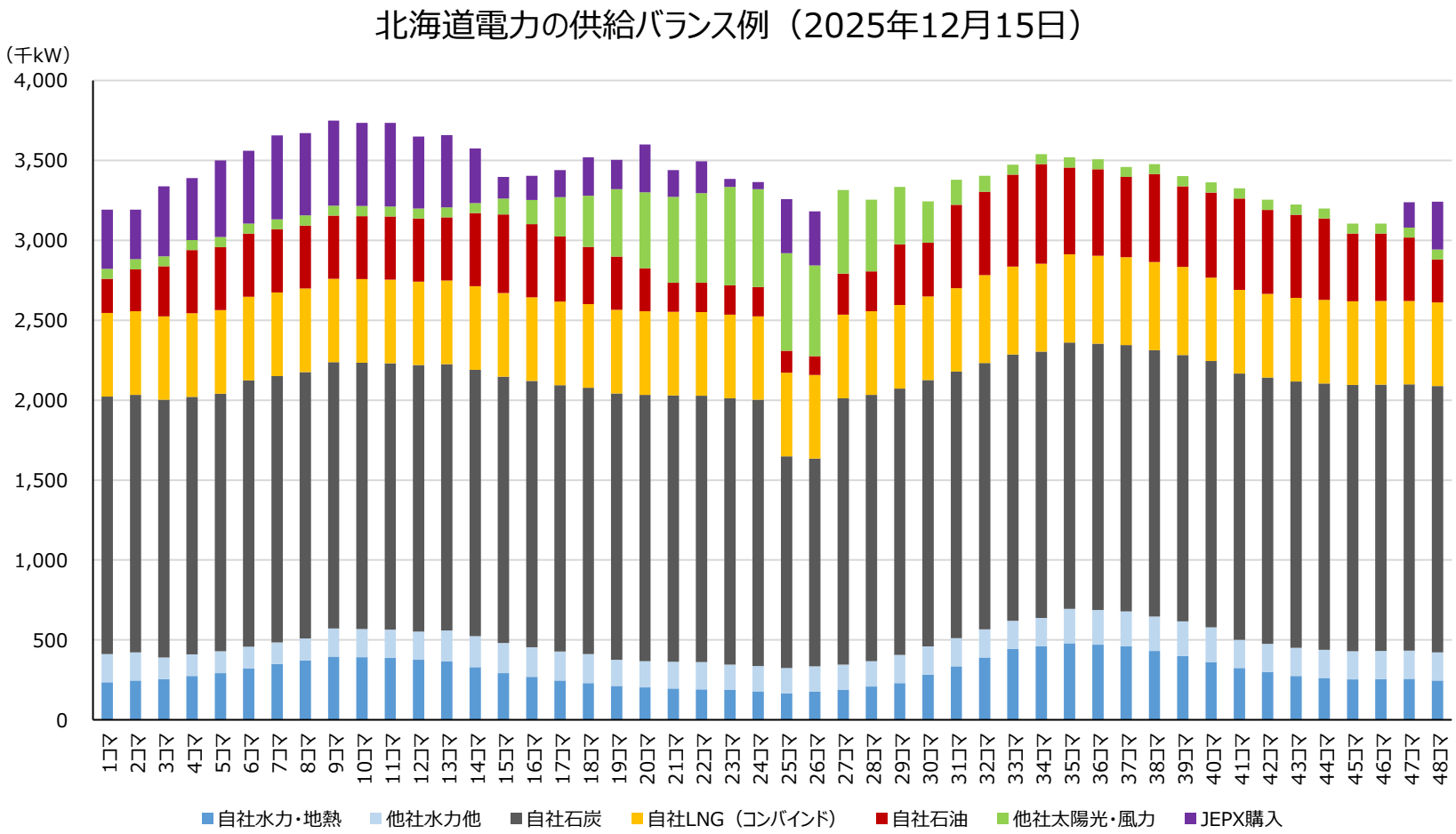
「供給計画」における供給力の算定方法

- 各事業者によれば、「供給計画」における供給力の算定方法は、以下のとおり。

事業者	供給力の算定方法	
	基本的な考え方	留意事項
北海道電力	• 水力は過去実績等から算定。 • 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。	• 他社水力は事業者ヒア結果等を考慮。 • 他社新エネ（太陽光、風力、バイオマス、地熱）は過去実績等から算定。 • 国内炭、LNG、一部石油の調達契約の影響により国内炭機、LNG機、石油機は利用率が低下。
東北電力	• 原子力はベースロード運用。 • 水力は過去実績等から算定。 • 新エネ（地熱）は出力想定等から算定。 • 火力はメリットオーダー運用。	• 他社水力は事業者ヒア結果等を考慮。 • 他社新エネ（太陽光、風力、廃棄物）は過去実績や契約見込から算定。
東京電力EP	• 原子力はベースロード運用。 • 新エネ（太陽光、風力）は過去実績等から算定。 • 水力は過去実績等から算定。 • 火力はメリットオーダー運用。	• 東京電力EPは自社電源を持たず、全て他社電源又は市場調達。 • 水力は事業者計画等を考慮。 • 火力は契約や事業者補修計画等を踏まえて算定。
北陸電力	• 原子力はベースロード運用。 • 新エネ（太陽光）は過去実績等から算定。 • 水力は過去実績等から算定。 • 火力はメリットオーダー運用。	• 他社水力は事業者供給計画を考慮。 • 他社新エネ（太陽光）は事業者供給計画や過去実績から算定。 • LNG調達契約の影響によりLNG機は利用率が低下。
中国電力	• 原子力はベースロード運用。 • 新エネ（太陽光）は過去実績等から算定。 • 水力は過去実績等から算定。 • 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。	• 他社水力は事業者ヒア結果等を考慮。 • 他社新エネ（太陽光、風力）は過去実績や設備量から算定。 • 他社火力は契約の範囲内で運用。 • LNG調達契約の影響によりLNG機は利用率が低下。
四国電力	• 原子力はベースロード運用。 • 新エネは過去実績等から算定。 • 水力は過去実績等から算定。 • 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。	• 他社火力は契約に基づく受電利用率制約を考慮。 • 発電コストより市況価格が安価であれば取引所より調達、高価であれば販売。 • LNGはタンク1基制約により均等配船で計画的に消費するため、年間発電量がほぼ一定。
沖縄電力	• 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。	• 再エネは過去実績等から算定。 • 他社火力は契約の範囲内で運用。 • LNG機はLNG調達量に見合う利用率で運用。

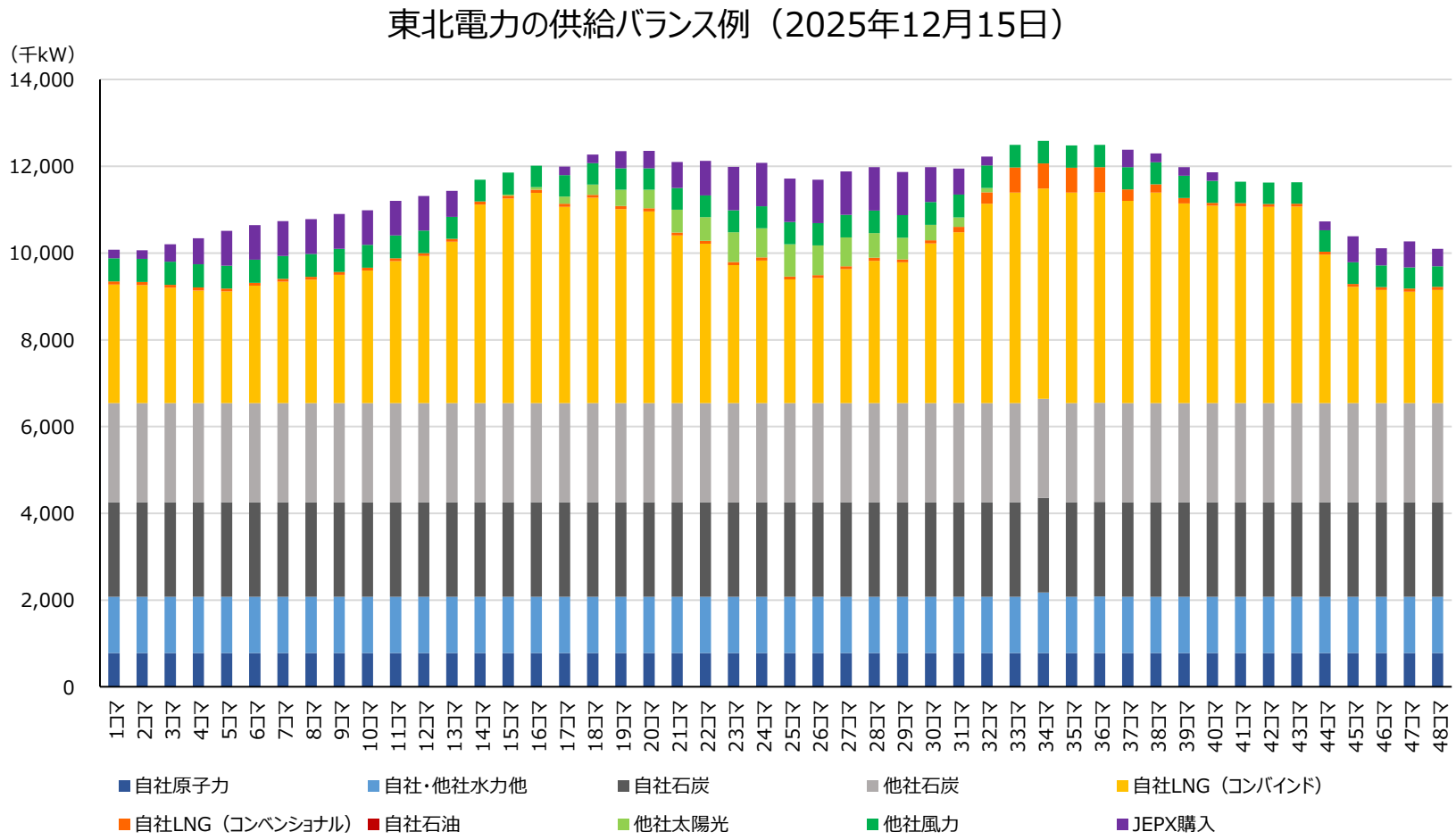
各事業者における供給力の内訳（北海道電力）

- 北海道電力における一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。



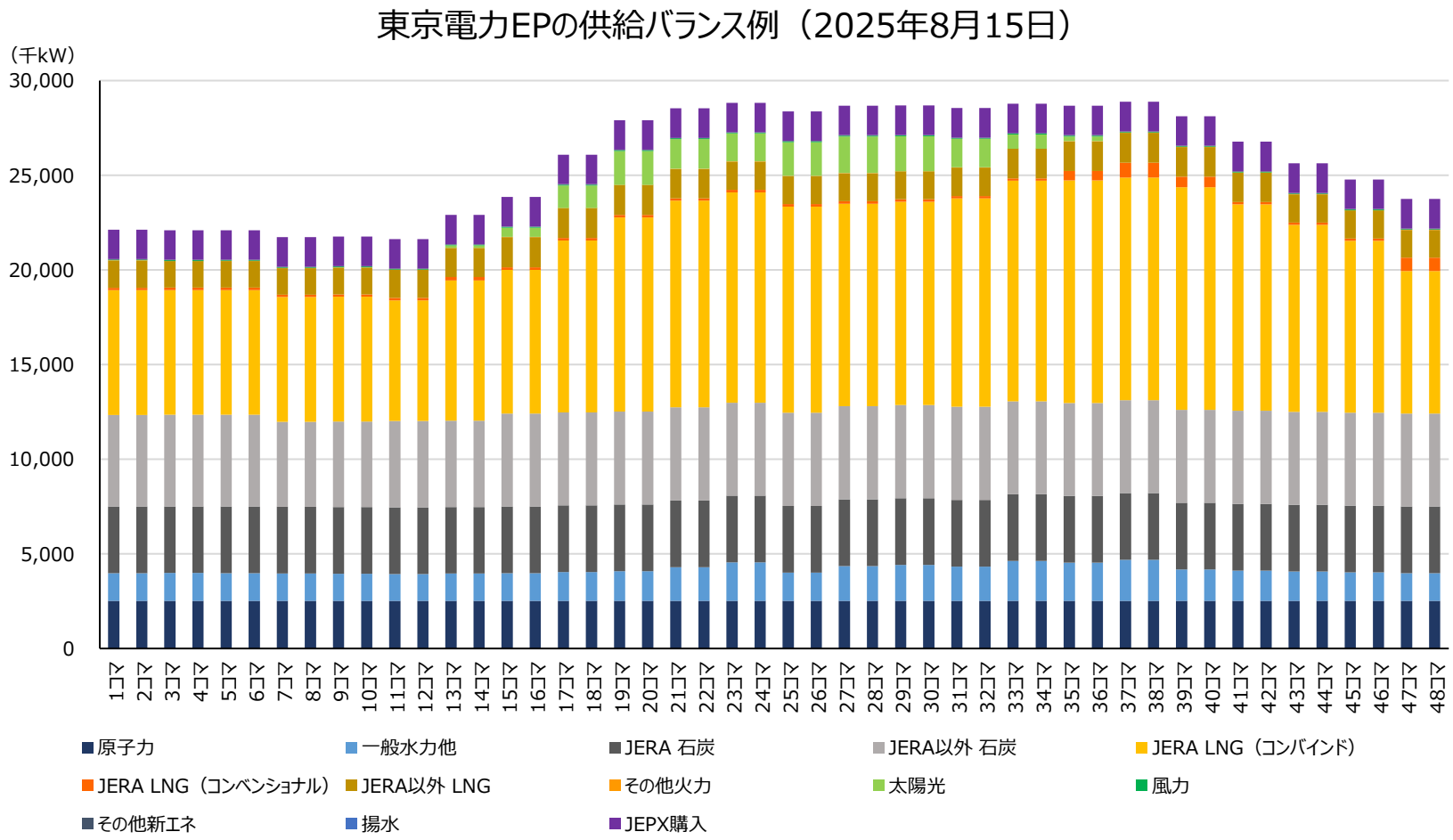
各事業者における供給力の内訳（東北電力）

- 東北電力における一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。



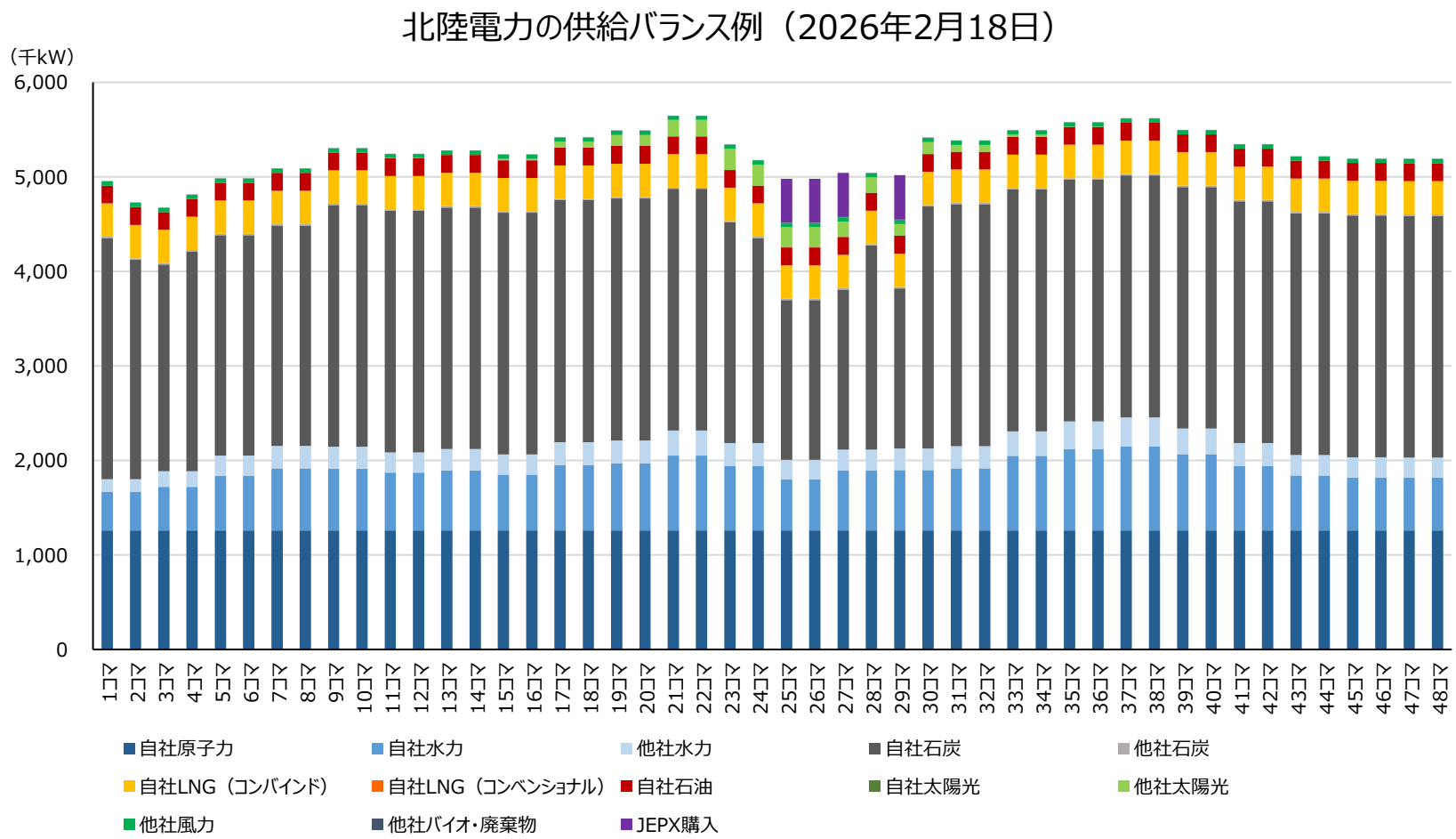
各事業者における供給力の内訳（東京電力EP）

- 東京電力EPにおける一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。



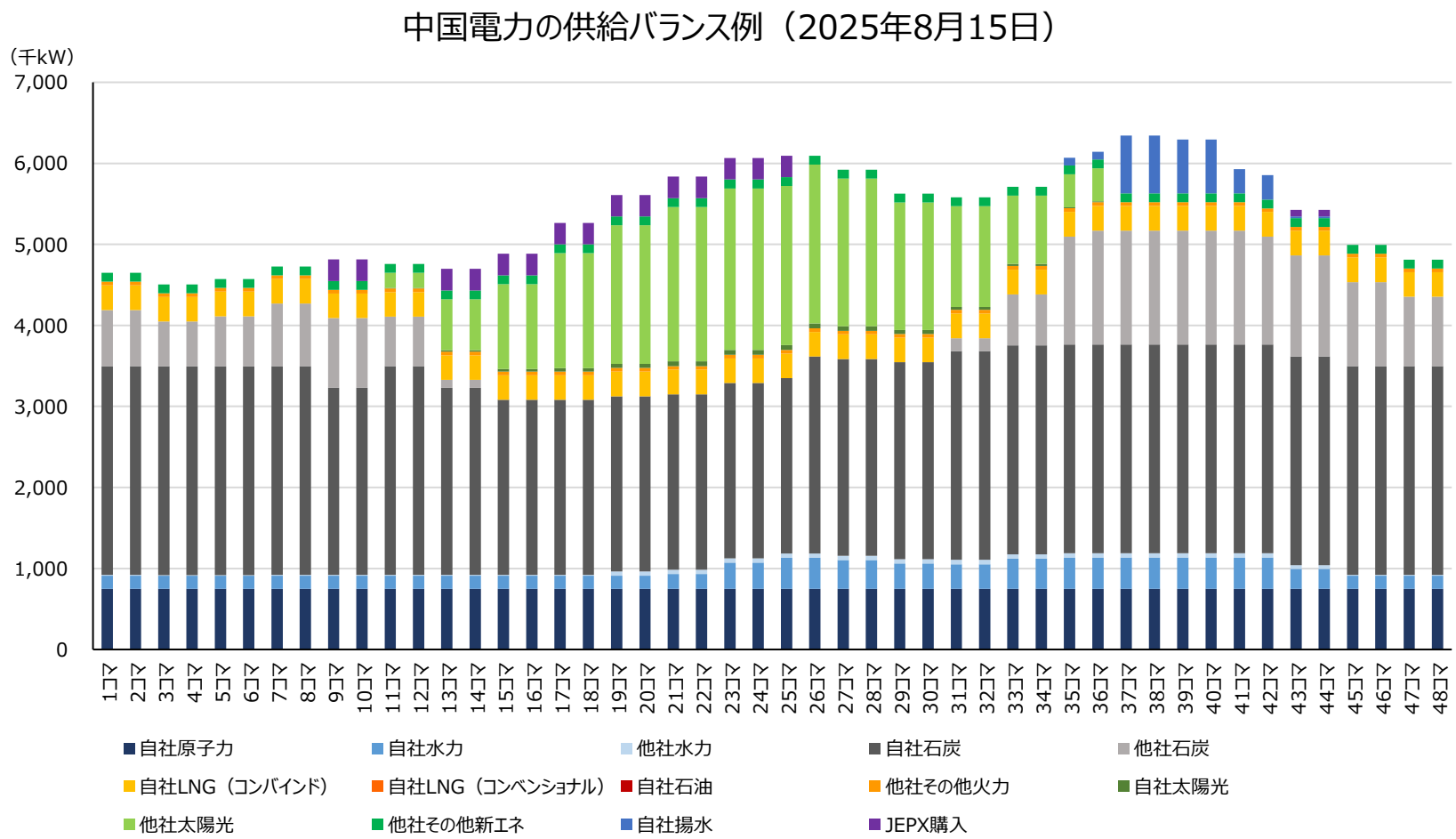
各事業者における供給力の内訳（北陸電力）

- 北陸電力における一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。



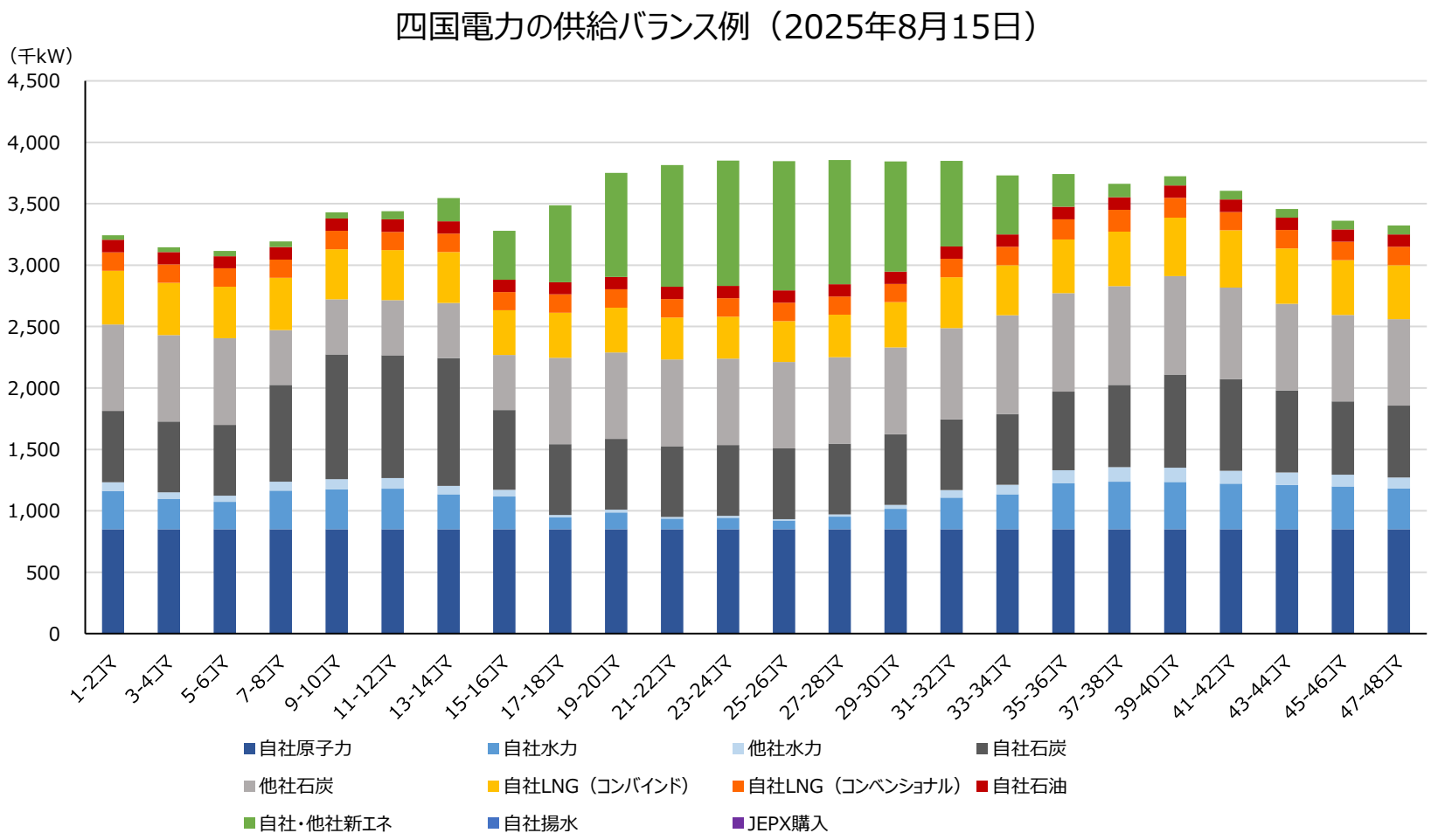
各事業者における供給力の内訳（中国電力）

- 中国電力における一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。



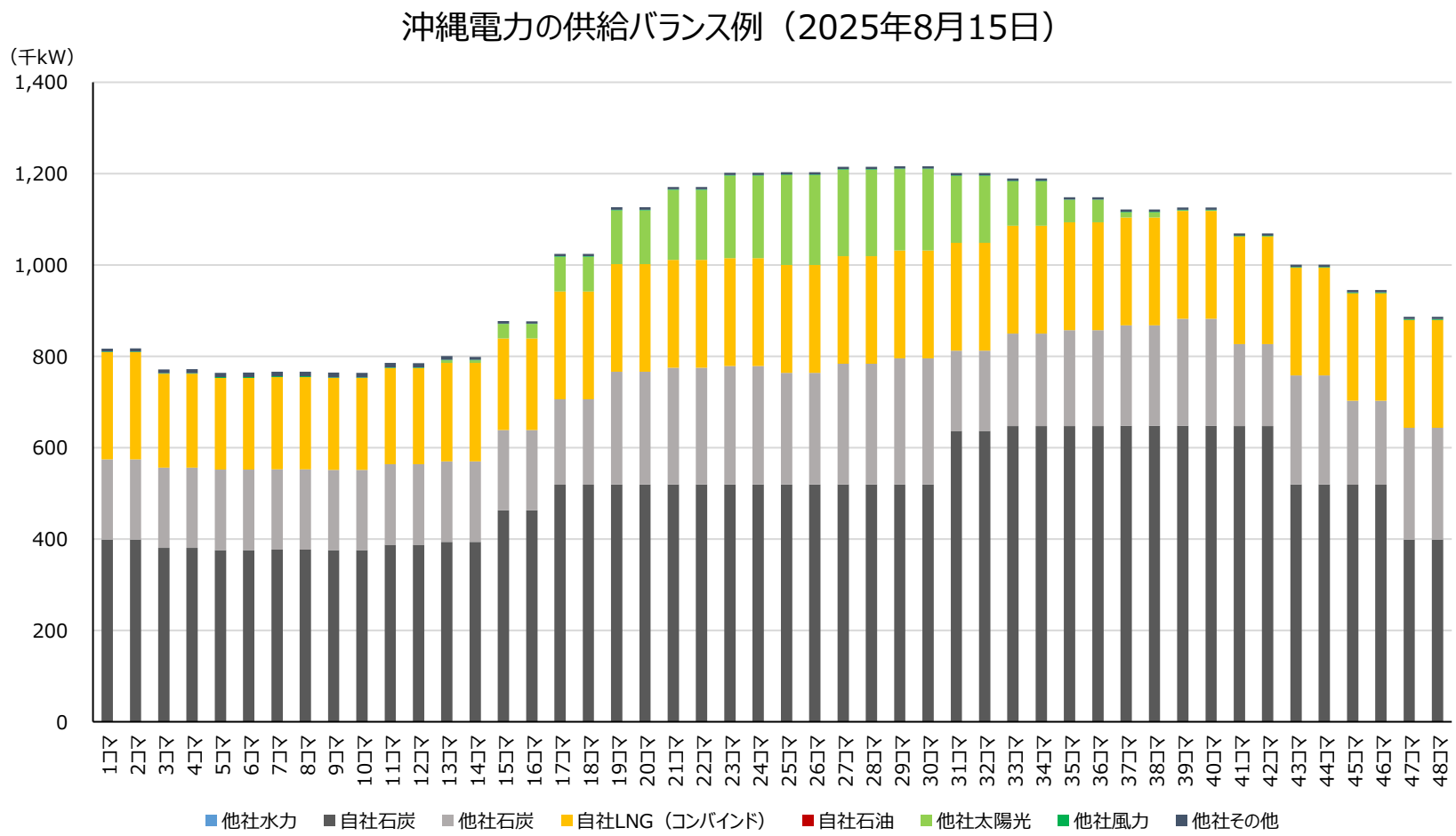
各事業者における供給力の内訳（四国電力）

- 四国電力における一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。



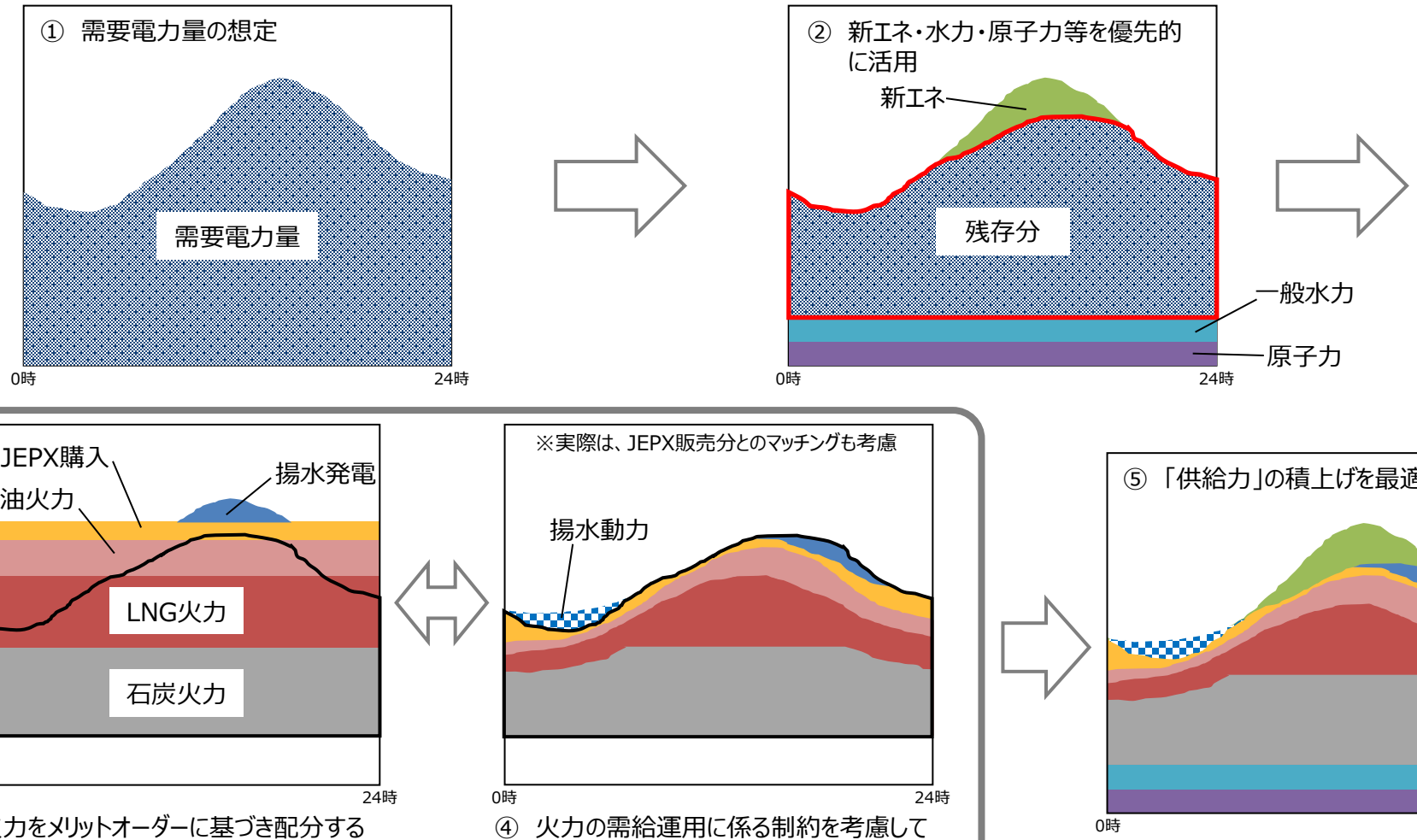
各事業者における供給力の内訳（沖縄電力）

- 沖縄電力における一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。



【参考】「供給力」の積上げ方法（イメージ）

- 「供給力」の積上げは、単価の安い電源を優先して運転することを原則としつつ、需給運用に係る制約（点検計画や燃料調達など）を考慮し、最適化する。



1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
- 6－1．　需要想定･供給力
- **6－2．　経営効率化**
- 6－3．　燃料費
- 6－4．　購入･販売電力料
- 6－5．　原子力バックエンド費用
- 6－6．　人員計画･人件費
- 6－7．　修繕費
- 6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
- 6－9．　事業報酬
- 6－10．その他経費
- 6－11．公租公課
- 6－12．控除収益
- 6－13．費用の配賦
- 6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

【６－２．経営効率化】

①経営効率化の概要

②これまでの効率化の取組

③今回申請で織り込んだ効率化の取組

④事業者間比較（横比較）

⑤効率化係数の設定

⑥効率化係数に関する各論

⑦ヤードスティック査定の考え方

⑧ヤードスティック査定の結果

⑨調達改善に向けたフォローアップの実施

経営効率化の概要・関係法令における規定

- 電気事業法等の一部を改正する法律（改正法）附則では、規制料金（特定小売供給約款料金）が「**能率的な経営の下における適正な原価**」に基づくことを認可の条件としており、各費用の性格に応じて、適切な**経営効率化を織り込んだ原価査定**を行う。

電気事業法等の一部を改正する法律（改正法）附則

（みなし小売電気事業者の特定小売供給約款）
第十八条 みなし小売電気事業者は、附則第十六条第一項の義務を負う間、特定小売供給に係る料金その他の供給条件について、経済産業省令で定めるところにより、特定小売供給約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。これを変更しようとするときも、同様とする。
２ 経済産業大臣は、前項の認可の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認可をしなければならない。
一 料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものであること。
二～四 （略）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２章 「原価等の算定」に関する審査
第１節 基本的考え方
１・２（略）
３． 資材調達や工事・委託事業等に係る費用であって、申請後に契約を締結し、又は契約締結に係る交渉を行うものについては、削減を求めることが困難であるものを除き、これまでの入札の実施等による効率化努力の実績や他の事業者の効率化努力との比較を行いつつ査定を行う。
４． 申請事業者の関係会社との取引に係る費用のうち、一般管理費等については、削減を求めることが困難であるものを除き、出資比率等を勘案し、申請事業者に求める効率化努力の水準と比較しつつ査定を行う。
５・６（略）

【６－２．経営効率化】

①経営効率化の概要

②これまでの効率化の取組

③今回申請で織り込んだ効率化の取組

④事業者間比較（横比較）

⑤効率化係数の設定

⑥効率化係数に関する各論

⑦ヤードスティック査定の考え方

⑧ヤードスティック査定の結果

⑨調達改善に向けたフォローアップの実施

これまでの効率化の取組①

- 各事業者によれば、これまでの効率化の実績額と主な取組は以下のとおり。
  （※実績額の算定方法等は、事業者によって異なる点に留意が必要。）　（次ページに続く）

事業者	2021年度実績	主な取組	前回認可※1における織り込み
北海道電力	▲912億円※2 （効率化織込前の前回申請原価から）	• 修繕工事内容、工法、実施時期の見直し（▲138億円） • 給料手当の削減（▲94億円）	▲650億円
	うち、資材・役務調達等の効率化：▲260億円	• 価格交渉力強化や効果的な発注方式の適用などによる資機材調達コストの低減（▲260億円）	▲173億円
東北電力	▲1,752億円※2 （2013年改定から）	• 市況を捉えた燃料調達等による燃料費低減の取り組み • 電源構成の最適化による火力発電設備の競争力強化	▲1,139億円
	うち、資材・役務調達等の効率化：▲733億円	• 外部有識者の知見活用、委員会設置による調達改革の取り組み	▲181億円
東京電力EP	▲5,066億円※3 （2010年度比）	• 人員削減、年収の削減等による人件費の削減（▲2,156億円） • 経済性に優れる電源の活用等による購入電力料の削減（▲668億円）	▲2,852億円
	うち、資材・役務調達等の効率化：▲2,156億円	• 関係会社取引における競争発注方法の拡大、工事効率の向上、外部取引先との取引構造・発注方法の見直し（▲1,116億円） • 工事・点検の中止・実施時期の見直し（▲919億円）	▲551億円
北陸電力	▲366億円 （2008年改定原価対比）	• 経済性に優れた電源（水力・LNG火力）活用 • 販売活動費や研究開発費等の諸経費全般の削減	－
	うち、資材・役務調達等の効率化：　▲63億円	• 競争入札等による資材調達価格の低減	－

※1：北海道電力は2013・14年、東北電力は2013年、東京電力EPは2012年。
※2：送配電含む。
※3：東京電力グループ全体（2021年度実績はJERA除く）。

これまでの効率化の取組②

事業者	2021年度実績	主な取組	前回認可※1における織り込み
中国電力	▲273億円 （2021年計画値から）	• 石炭・LNGの受入品位の拡大 • 設計・施工方法の合理化	–
	うち、資材・役務調達等の効率化： ▲24億円	• 競争発注の拡大等による資機材・役務調達の効率化	–
四国電力	▲743億円※2 (効率化織込前の前回申請原価から)	• 組織・業務運営の見直しなどによる人員の減 • 卸電力取引所の活用	▲412億円
	うち、資材・役務調達等の効率化：▲175億円	• 競争発注の拡大や調達方法の工夫などによる調達価格低減	▲111億円
沖縄電力	▲48億円※2 （2017年度から）	• LNG・石炭機の運用効率化等による燃料費低減 • 定期点検内容を精査し工期短縮（修繕コスト削減）	–
	うち、資材・役務調達等の効率化： ▲３億円	• 設計・仕様・工法・発注方法等の見直しによる効率化	–

※1：四国電力は2013年。
※2：送配電含む。

これまでの効率化の取組③

- 北海道電力・東北電力は、規制料金の前回認可の際、修繕費・委託費等の対象費用について効率化目標を織り込んでいた。
- 両事業者によれば、前回認可における原価算定期間内の取組実績は以下のとおり。

北海道電力における取組状況

（単位：億円）

項目	2013～15年度実績（平均）	うち、前回認可条件分	前回認可（2013･14年）における効率化目標	うち、認可条件分
人件費	▲149	-	▲161	-
需給関係費	▲156	▲16	▲162	▲11
設備投資関連	▲36	▲16	▲38	▲15
修繕費	▲182	▲94	▲148	▲92
その他経費	▲140	▲70	▲141	▲55
合計	▲664	▲196	▲650	▲173

※送配電を含む。また、四捨五入のため、合計値の端数が合わない場合がある。

東北電力における取組状況

（単位：億円）

項目	2013～15年度実績（平均）	うち、前回認可条件分	前回認可（2013年）における効率化目標	うち、認可条件分
人件費	▲270	-	▲403	-
燃料費・購入電力料	▲544	▲34	▲316	▲34
設備投資関連費用	▲39	▲29	▲95	▲17
修繕費	▲148	▲116	▲135	▲87
その他経費	▲170	▲57	▲190	▲44
合計	▲1,170	▲236	▲1,139	▲181

※送配電を含む。また、四捨五入のため、合計値の端数が合わない場合がある。

これまでの効率化の取組④

- 東京電力EP・四国電力は、規制料金の前回認可の際、修繕費・委託費等の対象費用について効率化目標を織り込んでいた。
- 両事業者によれば、前回認可における原価算定期間内の取組実績は以下のとおり。

東京電力EPにおける取組状況

（単位：億円）

項目	2012～14年度実績（平均）	うち、前回認可条件分	前回認可（2012年）における効率化目標	うち、認可条件分
人件費	▲1,428	-	▲1,024	-
燃料費・購入電力料	▲2,049	-	▲289	▲11
減価償却費	▲268	▲243	▲90	▲40
修繕費	▲1,319	▲1,319	▲336	▲336
その他経費	▲2,180	▲732	▲1,114	▲164
合計	▲7,243	▲2,295	▲2,852	▲551

※東京電力グループ全体。また、四捨五入のため、合計値の端数が合わない場合がある。

四国電力における取組状況

（単位：億円）

項目	2013～15年度実績（平均）	うち、前回認可条件分	前回認可（2013年）における効率化目標	うち、認可条件分
人件費	▲97	-	▲136	-
需給関連費（他社販売含む）	▲90	▲18	▲52	▲7
減価償却費	▲9	▲5	▲15	▲8
修繕費	▲128	▲49	▲88	▲54
諸経費	▲113	▲27	▲122	▲42
合計	▲437	▲99	▲412	▲111

※送配電を含む。また、四捨五入のため、合計値の端数が合わない場合がある。

【６－２．経営効率化】

①経営効率化の概要

②これまでの効率化の取組

③今回申請で織り込んだ効率化の取組

④事業者間比較（横比較）

⑤効率化係数の設定

⑥効率化係数に関する各論

⑦ヤードスティック査定の考え方

⑧ヤードスティック査定の結果

⑨調達改善に向けたフォローアップの実施

今回申請で織り込んだ効率化の取組①

- 各事業者によれば、今回の申請原価に織り込んだ効率化額と主な取組は、以下のとおり。
  （※効率化額の算定方法等は、事業者によって異なる点に留意が必要。）　（次ページに続く）

事業者	申請原価 (2023～25年度平均)	効率化額	主な取組
北海道電力	6,792億円	▲230億円	• ＬNGにおける安定的な長期契約の拡大（▲62億円） • 他社購入電力料における調達価格低減努力（▲47億円）
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲29億円	• 上流調達活動の推進によるさらなる資機材調達コスト低減（▲29億円）
東北電力	17,779億円	▲311億円	• 電源競争力強化の取り組みによる熱効率の向上 • 低品位炭の調達拡大など燃料調達の取り組み • 人員数の削減、退職給与金の削減
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲60億円	• 外部有識者の知見活用、委員会設置による調達改革の取り組み
東京電力EP	53,563億円	▲2,642億円	• 電源固定費の削減や高効率火力からの調達拡大等による購入電力料の削減（▲2,444億円） • カスタマーセンターのオペレーション効率化やデジタル技術活用等によるコスト削減（▲98億円）
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲92億円	• 競争発注へのシフトや、発注先と協働した仕様・機能の精査等によるコスト削減（▲92億円）
北陸電力	5,737億円	▲132億円	• AI技術を活用した最適な設備・需給運用 • 人件費（役員報酬、給料手当等）の更なる削減
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲54億円	• 上流購買の推進による更なる資材調達価格の低減

※申請原価と効率化額については、送配電関連費を含まない。

今回申請で織り込んだ効率化の取組②

事業者	申請原価 (2023～25年度平均)	効率化額	主な取組
中国電力	11,018億円	▲635億円	• 三隅発電所２号機運転開始に伴う燃料費削減 • 安定・安価な燃料調達に資する継続的な取り組み • 役員報酬の30%程度の減額、在籍人員数の削減、賃金・賞与水準の抑制
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲77億円	• 競争発注の継続的推進等による調達コストの低減
四国電力	4,836億円	▲220億円	• 西条発電所1号機のリプレースによる需給関連費の低減 • DXの推進に向けた取り組み • 労働生産性向上による従業員数の減
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲21.5億円	• 資材調達力の強化による調達・取引価格の低減
沖縄電力	1,732億円	▲136億円	• 吉の浦火力（LNG）運開による発電効率の向上 • 審査要領等を踏まえた役員給与・社員給与水準の引き下げ
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲27億円	• 工法・発注方法等の見直しによる効率化

※申請原価と効率化額については、送配電関連費を含まない。

今回申請で織り込んだ効率化の取組③

- 各事業者によれば、資材・役務調達等に関する申請原価への効率化の織り込みなどの状況は、以下のとおり。（※効率化額の算定方法等は、事業者によって異なる点に留意が必要。）
  （次ページに続く）

事業者	申請原価への効率化の織り込み	削減額・削減率の算定方法	対象費用（削減前）	競争入札比率（2021年度）	子会社・関係会社への効率化の反映	
					効率化額 削減率	算定方法
北海道電力	▲3%（▲29億円※1）	これまでの調達価格削減（▲16.5%）を織り込んだうえで、カイゼンや上流調達活動のさらなる深化分として算定	1,136億円（設備投資、修繕費、委託費等）	21%	▲11億円（▲1%）（▲29億円の内数）	対象費用のうち、子会社・関係会社取引計画分×▲3%
東北電力	▲60億円（▲３%）	過去の実績を踏まえて効率化額を算定	2,090億円（設備投資、修繕費、その他経費等）	17%※2	▲22億円（▲1.1%）（▲60億円の内数）	対象費用のうち、子会社・関係会社取引計画分×▲3%
東京電力EP	▲16%（▲92億円※3）	これまでの調達コスト削減をベースに各年度の計画値から算出	587億円（設備投資、修繕費、委託費等）	37%	▲53億円（▲9%）（▲92億円の内数）	対象費用のうち、子会社・関係会社取引分×▲16%
北陸電力	▲6.0%（▲54億円※4）	①上流購買の推進による資材調達価格削減率▲5.4%（※2021年度に上流購買により調達を実施した件名(28件）の平均低減実績）に、②関係会社取引に係る調達低減率▲0.2%（関係会社取引比率×出資比率×販管比率/(1+販管比率)×▲10%）を加え、四捨五入して▲6.0%と算定	1,452億円※4（設備投資、修繕費、委託費等）	28%	▲1.8億円（▲0.2%）（▲54億円の内数）	関係会社取引比率×出資比率×販管比率／（1+販管比率）×▲10%

※１：対象費用のうち設備投資に係る費用は、設備投資額から3%を削減後、減価償却費等を算定し原価への織り込み額に計上しているため、対象費用に3%を乗じた額にはならない。
※２：原子力安全対策工事及び災害対応等を除く。
※３：対象費用のうち設備投資に係る費用は、設備投資額から16%を削減後、減価償却費等を算定し原価への織り込み額に計上しているため、対象費用に16%を乗じた額にはならない。
※４：対象費用のうち設備投資に係る費用は、設備投資額から6.0%を削減後、減価償却費等を算定し原価への織り込み額に計上しているため、対象費用に6.0%を乗じた額にはならない。

今回申請で織り込んだ効率化の取組④

事業者	申請原価への効率化の織り込み	削減額・削減率の算定方法	対象費用(削減前)	競争入札比率(2021年度)	子会社・関係会社への効率化の反映	
					効率化額 削減率	算定方法
中国電力	▲77億円 (▲７%)	過去の効率化実績を踏まえ、資機材・役務調達コストの低減目標を180億円と設定した上で、物価上昇影響が相当規模見込まれることから、物価上昇の影響等を考慮して算定	1,100億円 (修繕費、委託費等)	35%※1	▲24.3億円 (▲2.2%) (▲77億円の内数)	未契約の計画等×子会社・関係会社調達比率×▲7%
四国電力	▲５% (▲21.5億円)	前回の原価算定期間以降の調達価格削減率の深掘りを踏まえて算定	410億円 (修繕費、委託費等)	28%	▲1億円 (▲0.11%) (▲21.5億円の内数)	前回料金審査における査定方針に基づき、以下の通り算定 子会社等取引比率×出資比率×一般管理費率×▲5%
沖縄電力	▲27億円 (▲10.2%)	労務単価の効率化、競争発注等により調達した物品および工事に係る発注の設計値と契約値の差分等から効率化額を算出	265億円 (修繕費、減価償却費、その他経費)	24%※2	▲2.8億円 (▲2.6%) (▲27億円の内数)	修繕費設計値×労務費比率実績×子会社等取引比率×労務費低減率 委託費設計費×労務費比率実績×子会社等取引比率×労務費低減率

※１：契約金額50億円超過を除く。 ※２：発電部門に限る。

【６－２．経営効率化】

①経営効率化の概要

②これまでの効率化の取組

③今回申請で織り込んだ効率化の取組

④事業者間比較（横比較）

⑤効率化係数の設定

⑥効率化係数に関する各論

⑦ヤードスティック査定の考え方

⑧ヤードスティック査定の結果

⑨調達改善に向けたフォローアップの実施

横比較の考え方①

- 電気料金を構成する各費目は、以下のとおり、大きく3種類に分類することが出来る。

  ①変動的な費目（例：燃料費）

  ②固定的な費目のうち、法令・契約・外部要因等による制約を受ける費目（例：公租公課）

  ③固定的な費目のうち、②を除いた費目（例：委託費、研究費）

- その上で、**①については**、燃料費や他社購入電源費などが該当するが、市場価格やそれを踏まえた調達状況などに大きく影響を受けるため、**他律的な要素が強い費目**である。また、**費目の定義が明確**であるため、**個別に必要性・効率性などを確認**することが可能である。

- 次に、**②については**、公租公課などが該当するが、**法令等に基づき費用計上**を行うものであるため、**他律的な要素が強い費目**である。また、**費目の定義が明確**であり、基本的に、**個別に必要性・効率性などを確認**することが可能である。

- 一方、**③については**、委託費や研究費などが該当するが、**事業者によって費目の定義が異なる場合がある**（※）とともに、一定程度、**自律的に効率化努力を織り込むことが可能**であるといった特徴がある。また、今回の料金改定申請は、燃料価格の高騰等に伴うものであるが、**③の費目は燃料価格等に直接影響を受けない**ため、各事業者における**効率化努力の推移を**（外部要因を概ね除いた形で）**推定する際の尺度**として有効である。

※ 例えば、研究事業について、委託費に計上する場合と、研究費に計上する場合などが考えられる。

【参考】電気料金を構成する各費目の分類

分類①	分類②	分類③
変動的な費目	**固定的な費目のうち、 法令・契約・外部要因等による制約を受ける費目**	**固定的な費目のうち、 分類②を除いた費目**
燃料費	公租公課	人件費（給料手当など）
廃棄物処理費	補償費	修繕費
他社購入電源費	賃借料	委託費
他社販売電源料	損害保険料	普及開発関係費
	原子力損害賠償資金補助法一般負担金	養成費
	原賠・廃炉等支援機構一般負担金	研究費
	使用済燃料再処理等拠出金発電費	減価償却費
	特定放射性廃棄物処分費	固定資産除却費
	原子力発電施設解体費	消耗品費
	原子力廃止関連仮勘定償却費	諸費
	非化石証書購入費	建設分担関連費振替額（貸方）
	貸倒損	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
	電力費振替勘定（貸方）	開発費、同償却
	共有設備費等分担額、同（貸方）	
	株式交付費、同償却	
	社債発行費、同償却	
	電気事業報酬	

横比較の考え方②

- 前述の**分類③の費目**について、効率性を検証するにあたり、**コストドライバーが必ずしも明確でない場合**（例：委託費・研究費・諸費）**が存在**する。さらに、**費目間の関連**（例：研究事業を、委託費と研究費のどちらに計上するか）**もある**ため、費目ごとではなく、**分類③の費目の総額を用いて比較**することが考えられる。
- これを踏まえ、**分類③の費目の総額**について、

  １．**発電部門**（発電費）と**販売部門**（販売費）に分けた上で、

  ２．**発電部門**に係る費用は**発電電力量**で、**販売部門**に係る費用は**販売電力量**で除する、

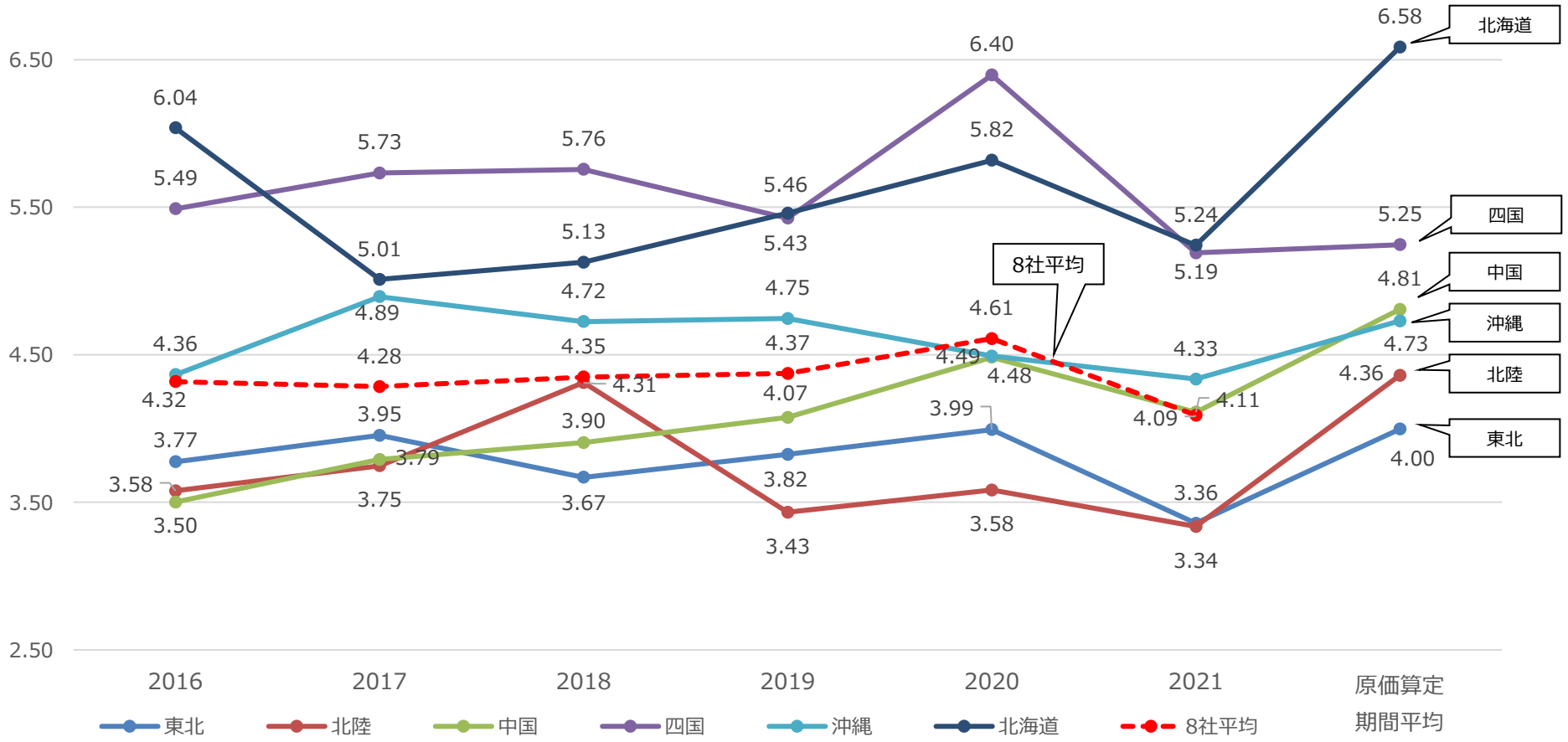
  といった方法によって、**横比較**を行った。これにより、発販分離といった事業形態の違いに依らず、横比較が可能となる。
- また、上記の横比較にあたって、**過去実績の採録期間**として、**2016～21年度**の数値を用いた。これは、**2016年度に小売全面自由化**が行われ、**現在と同様の競争環境**になったことを踏まえ、2016年度以降を採録期間とすることで、**経時的な変化を適切に分析することが可能**になると考えられるためである。
- なお、事業者から、分類③の費目に、送配電部門からの受託業務に伴う費用などが含まれている場合がある旨の説明があったことから、それらの費用を除いた数値で、横比較を行った。

発電部門に関する横比較の結果

- **<u>発電部門に係る分類③の費目</u>**のうち、送配電部門からの受託業務に伴う費用を除いた上で、各事業者の「**<u>発電電力量当たりの費用</u>**」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。

（単位：円/kWh）

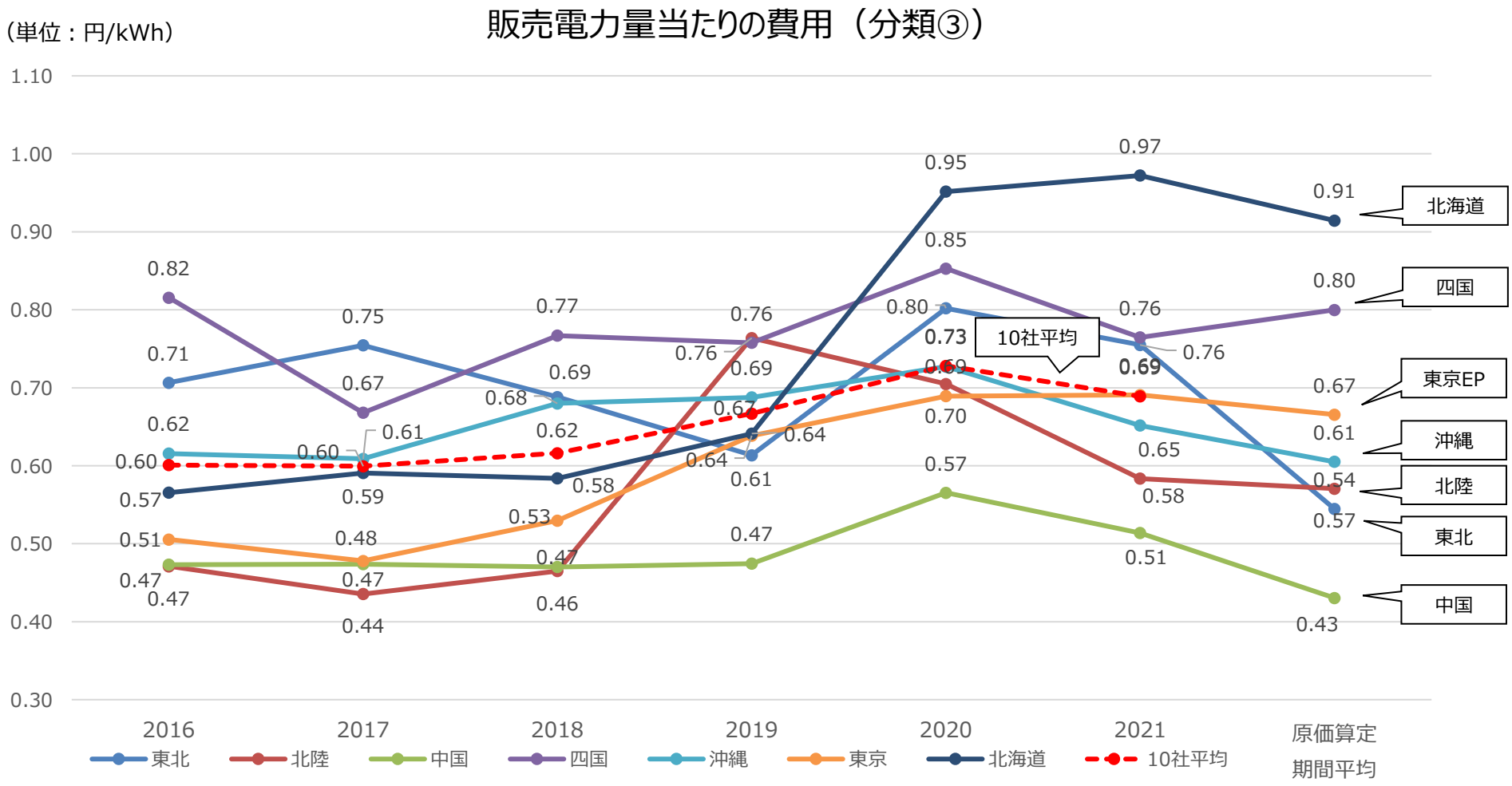
発電電力量当たりの費用（分類③）



※送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各事業者から聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。
※原価算定期間の発電電力量（自社分、送電端）は再算定後の数値。
※東京電力EP及び中部電力MZを除く８社平均の値は、申請者以外の実績値等を事務局で聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。

販売部門に関する横比較の結果

- **<u>販売部門に係る分類③の費目</u>**のうち、送配電部門からの受託業務に伴う費用を除いた上で、各事業者の「**<u>販売電力量当たりの費用</u>**」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。



※送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各事業者から聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。
※10社平均の値は、申請者以外の実績値等を事務局で聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。

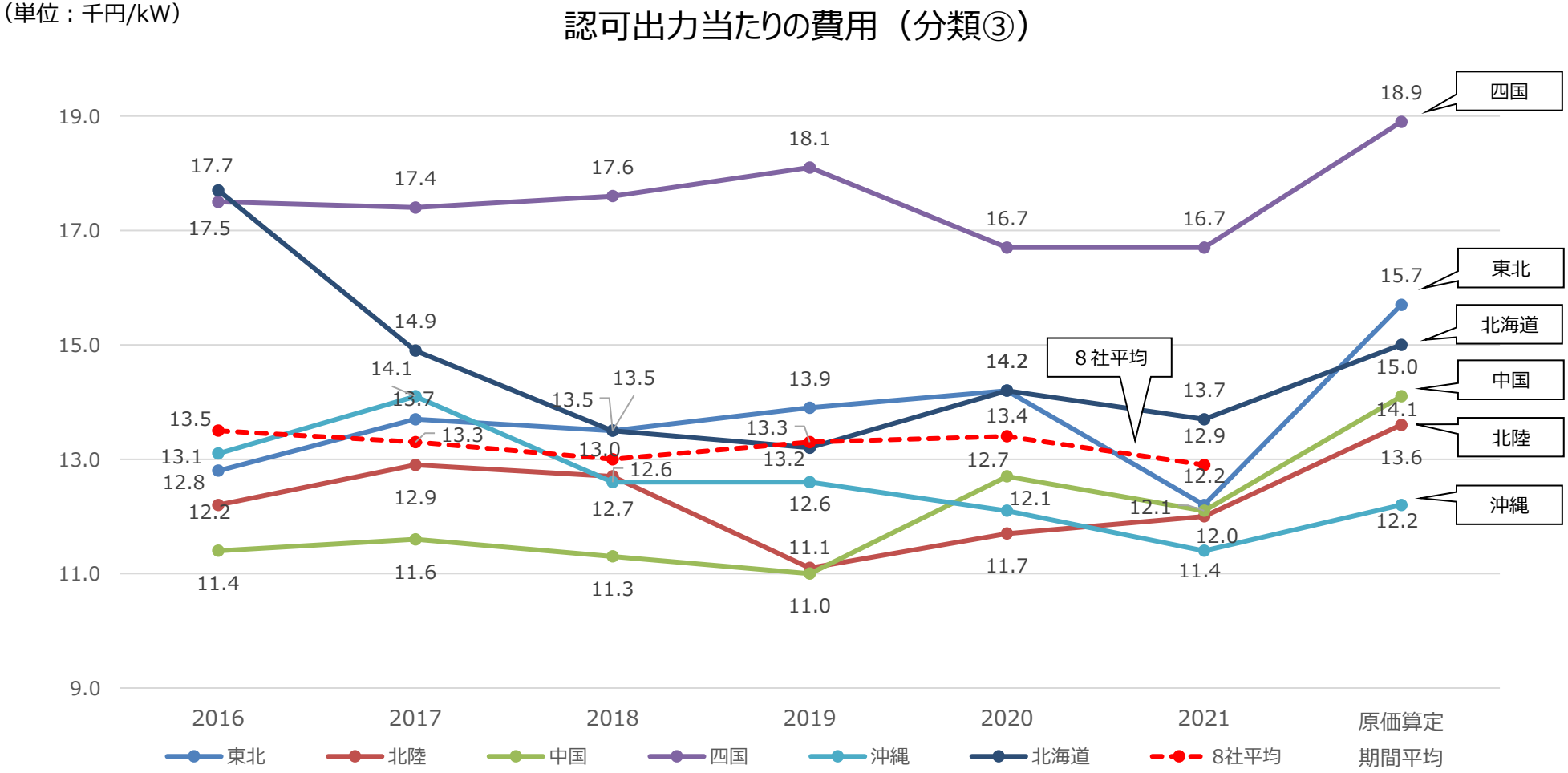
【参考】その他の手法に基づく横比較

- 前述のとおり、効率化係数の算定にあたって、**分類③の費目の総額**を基に、**発電電力量・販売電力量**で除することで、横比較を行った。
- 一方、認可出力や契約口数など、他の指標を用いることや、分類①・②の費目も含めて横比較を行うことなど、その他の手法についても、事務局で検討を行った。
- 次ページ以降に、事務局における検討結果を示すが、各手法には、例えば、以下の課題があると考えられる。
  - ✓ **認可出力を基に比較した場合**、認可出力が大きい事業者ほど有利になるため、発電設備の稼働率を高め、**効率的に運用している事業者が不利になるというパラドックス**が起きる。
  - ✓ **契約口数を基に比較した場合**、事業者によって所与のものである**需要家の特性**（例：圧別の需要家の割合）**に大きく左右されるため、公平な比較にならない可能性**がある。
  - ✓ **分類②・③を合計して比較した場合**、法令等の他律的な要素が強い分類②が含まれることで、事業者の効率化努力を、**公平に比較できなくなる可能性**がある。
  - ✓ **分類①～③を合計して比較した場合**、電気料金のコスト全体を計算することとなるが、市場価格などに左右される**燃料費などの占める割合が大きく**（約7割）、事業者の効率化努力を、**公平に比較できなくなる可能性**がある。
- 上記の検討結果に基づき、今回の料金改定審査では、**分類③の費目の総額**を基に、**発電電力量・販売電力量**で除することで、横比較を行うこととした。

【参考】発電部門に関する横比較の結果（認可出力ベース）

- **<u>発電部門に係る分類③の費目</u>**のうち、送配電部門からの受託業務に伴う費用を除いた上で、各事業者の「**<u>認可出力当たりの費用</u>**」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。

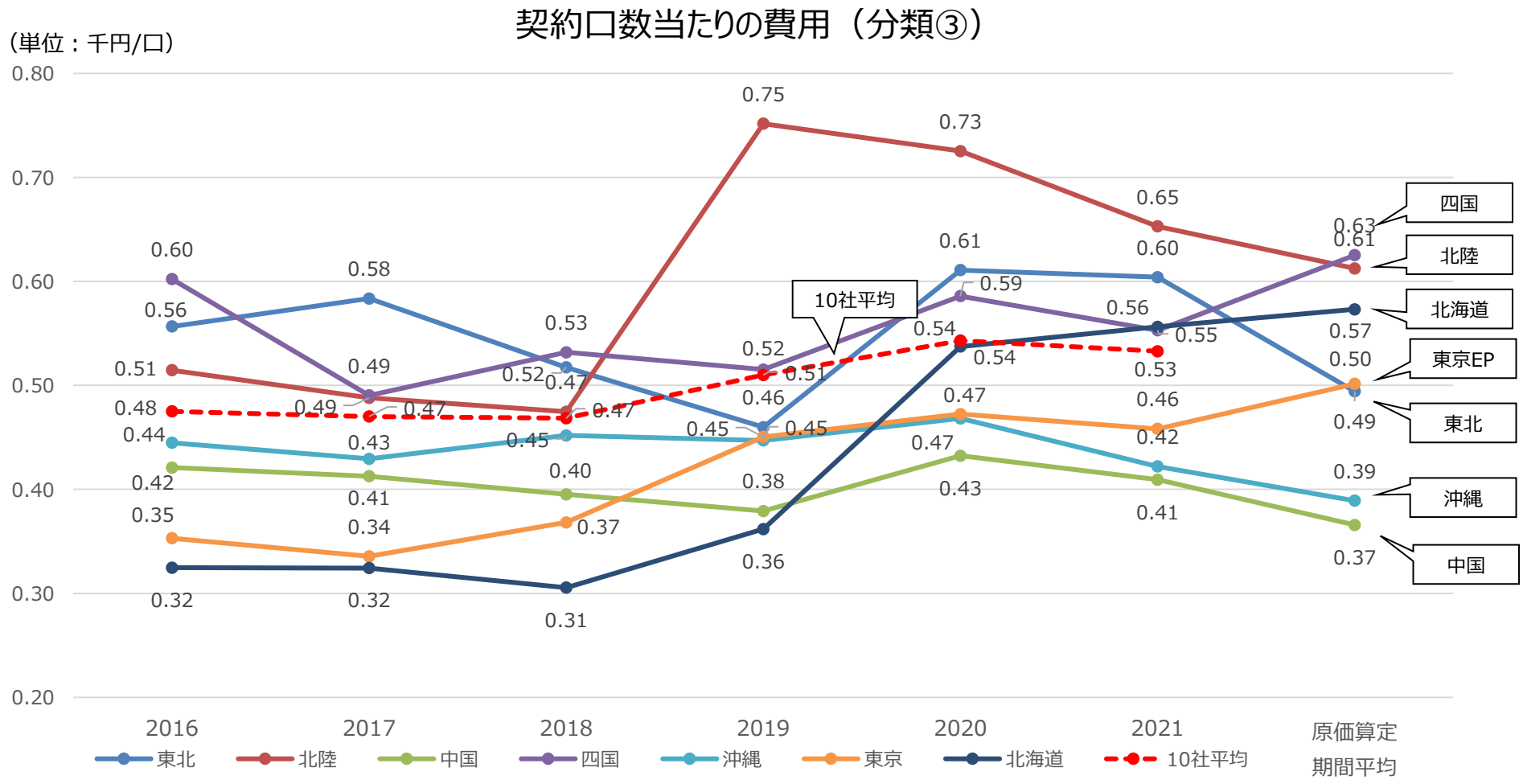
（単位：千円/kW）



※送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各社から聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。
※認可出力は、資源エネルギー庁公表の「電力調査統計」から、2016～2021年度は３月の数値、原価算定期間は2022年12月の数値を用いて試算。
※東京電力EP及び中部電力MZを除く８社平均の値は、申請者以外の実績値等を事務局で聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。

【参考】販売部門に関する横比較の結果（契約口数ベース）

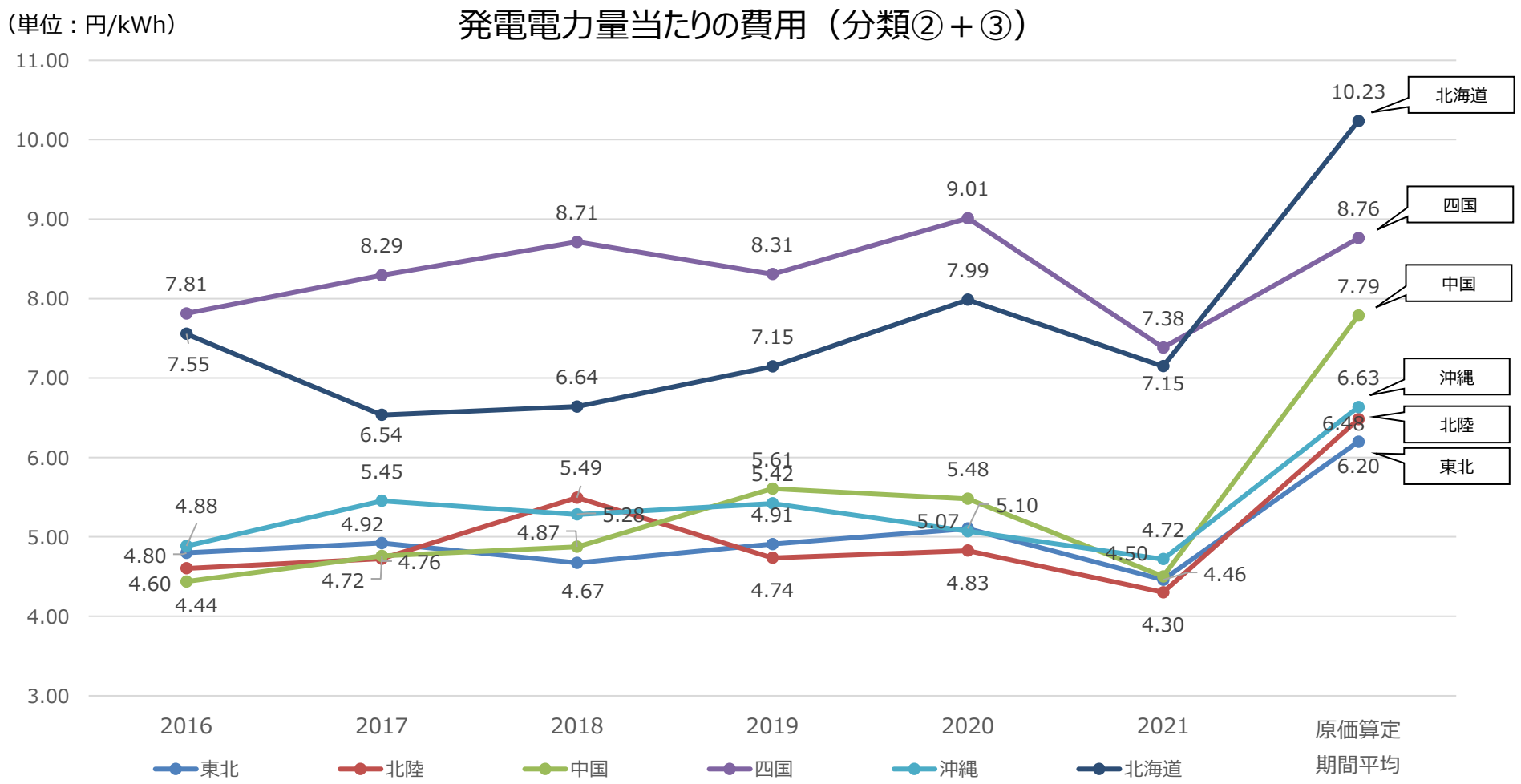
- **<u>販売部門に係る分類③の費目</u>**のうち、送配電部門からの受託業務に伴う費用を除いた上で、各事業者の「**<u>契約口数当たりの費用</u>**」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。



※送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各社から聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。
※10社平均の値は、申請者以外の実績値等を事務局で聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。

【参考】発電部門に関する横比較の結果（分類②＋③）

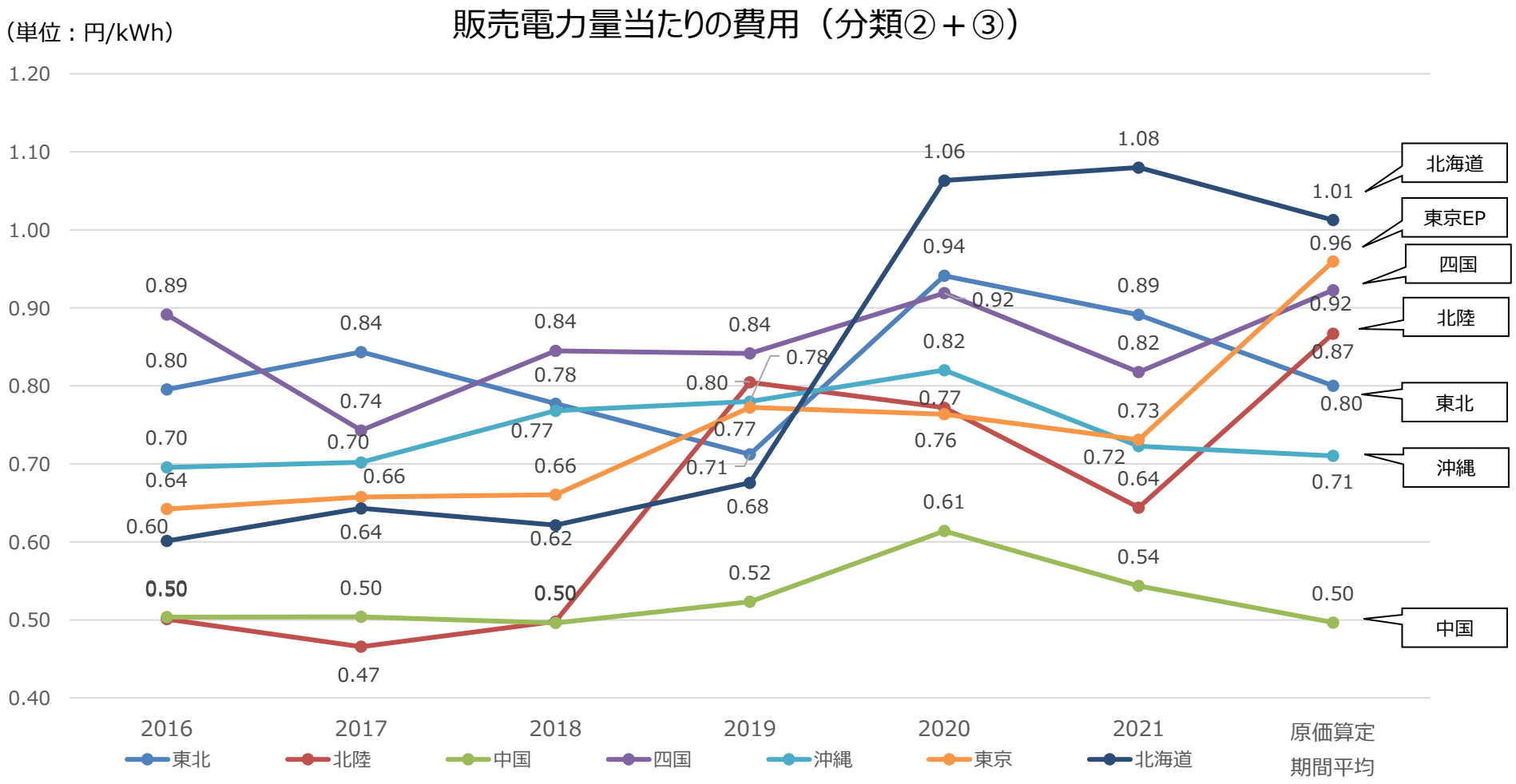
- **<u>発電部門に係る分類②及び③の費目</u>**のうち、送配電部門からの受託業務に伴う費用を除いた上で、各事業者の「**<u>発電電力量当たりの費用</u>**」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。



※分類③は送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各社から聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。
※原価算定期間の発電電力量（自社分、送電端）は再算定後の数値。

【参考】販売部門に関する横比較の結果（分類②＋③）

- **販売部門に係る分類②及び③の費目**のうち、送配電部門からの受託業務に伴う費用を除いた上で、各事業者の「**販売電力量当たりの費用**」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。



※分類③は送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各社から聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。

【参考】料金原価に占める分類①～③の費用の割合

- 料金原価に占める分類①～③の費用の割合は以下のとおりであり、発電部門の分類①の費用（燃料費など）が全体の約7割を占める。

部門	分類	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
発電部門	①	4,115億円（65.7%）	11,778億円（72.5%）	－	3,968億円（68.4%）	8,118億円（74.3%）	3,063億円（63.5%）	1,319億円（78.3%）
	②	698億円（11.2%）	1,443億円（8.9%）	－	544億円（9.4%）	1,032億円（9.4%）	674億円（14.0%）	95億円（5.6%）
	③	1,314億円（21.0%）	2,639億円（16.2%）	－	1,169億円（20.1%）	1,771億円（16.2%）	1,028億円（21.3%）	235億円（14.0%）
	②＋③	2,013億円（32.2%）	4,081億円（25.1%）	－	1,713億円（29.5%）	2,803億円（25.7%）	1,701億円（35.3%）	330億円（19.6%）
	①＋②＋③	6,128億円（97.9%）	15,859億円（97.6%）	－	5,681億円（97.9%）	10,921億円（100.0%）	4,765億円（98.8%）	1,649億円（97.9%）
販売部門	②	24億円（0.4%）	176億円（1.1%）	559億円（1.2%）	77億円（1.3%）	31億円（0.3%）	35億円（0.7%）	6億円（0.4%）
	③	236億円（3.8%）	377億円（2.3%）	1,280億円（2.7%）	157億円（2.7%）	254億円（2.3%）	212億円（4.4%）	37億円（2.2%）
	②＋③	259億円（4.1%）	553億円（3.4%）	1,839億円（3.9%）	234億円（4.0%）	286億円（2.6%）	247億円（5.1%）	43億円（2.6%）
控除収益		▲127億円（▲2.0%）	▲161億円（▲1.0%）	▲62億円（▲0.1%）	▲113億円（▲1.9%）	▲282億円（▲2.6%）	▲188億円（▲3.9%）	▲8億円（▲0.5%）
総原価※		6,260億円	16,252億円	46,804億円	5,802億円	10,924億円	4,823億円	1,684億円

※ 直近の燃料価格などを踏まえた補正後の数値。送配電関連費を除く。

【６－２．経営効率化】

①経営効率化の概要

②これまでの効率化の取組

③今回申請で織り込んだ効率化の取組

④事業者間比較（横比較）

⑤効率化係数の設定

⑥効率化係数に関する各論

⑦ヤードスティック査定の考え方

⑧ヤードスティック査定の結果

⑨調達改善に向けたフォローアップの実施

効率化係数の設定の考え方

- 前述のとおり、効率化係数は、**「効率化の深掘りの余地」を推定**し、**査定に用いる係数**である。
- 効率化係数の設定にあたっては、まず、以下の視点を踏まえることが考えられる。
  - ① **自社の過去水準**と比較して、妥当な水準であるか。
  - ② **コスト効率の良い他事業者（ベンチマーク）**と比較して、妥当な水準であるか。
- その上で、**ベンチマークに満足すること無く、継続的な効率化を促していくことも重要**である。
- 上記の視点を踏まえ、以下の考え方に基づき、**発電部門・販売部門の効率化係数**を算定した。
  - ① **自社の過去水準**と同等の水準まで効率化を求める。
  - ② ①に加え、**費用水準の上位**（発電部門については上位1～4位、販売部門については上位1～5位）**の平均値をベンチマーク**として、激変緩和の観点（50%）も加味しつつ、**効率化の深掘り**を求める。
  - ③ さらに、2023年1月の経済財政諮問会議で、内閣府から提出された「中長期の経済財政に関する試算」において、成長実現ケースとして試算したシナリオで、全要素生産性（TFP）の上昇率を年1.4%としていることを参考に、**継続的な効率化として年1.4%**を求める。
  - ④ ①～③を基に計算した効率化について、**原価算定期間（3年間）で達成**する。
- なお、今回の効率化係数の算定に当たっては、事業者間で、料金原価への効率化の織り込みの考え方などが異なっているため、公平性・透明性を担保する観点から、各事業者の過去の実績値を用いることで、**恣意性を排除**することとした。

【参考】効率化係数の設定方法（イメージ）

パターン	①	②	③	④	⑤	⑥
費用水準	今回申請 ↓ 過去6年平均 ↓	↓ 今回申請 ↓		過去6年平均 ↓ 今回申請 ↓	↓ 過去6年平均	
		過去6年平均	今回申請 ↓ 過去6年平均		今回申請	過去6年平均 ↓ 今回申請

↓ 継続的な効率化

ベンチマーク
発電：1～4位の平均
販売：1～5位の平均

：自社の過去水準と同等の水準まで効率化を求める。

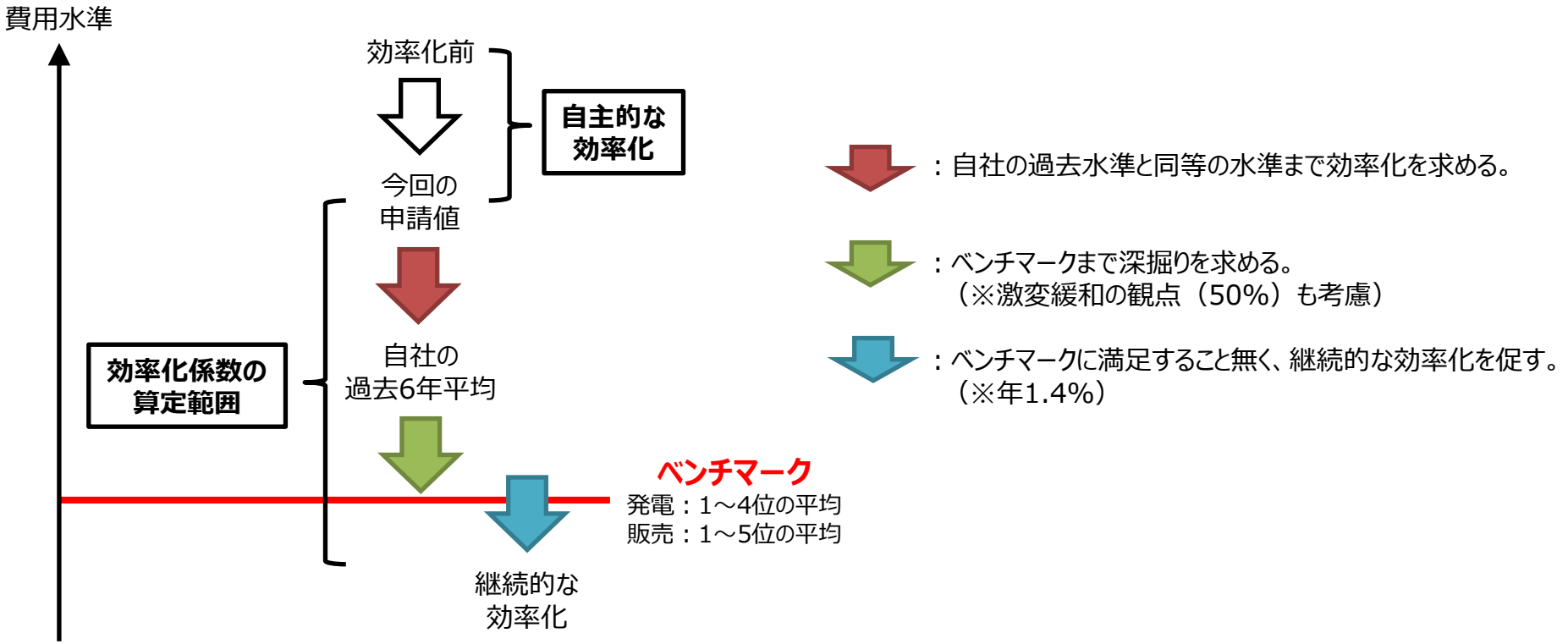
：ベンチマークまで深掘りを求める。（※激変緩和の観点（50%）も考慮）

：ベンチマークに満足すること無く、継続的な効率化を促す。（※年1.4%）

【参考】各事業者が申請時に織り込んだ効率化の取扱い

- 効率化係数は、下図のとおり、主に「**各事業者の申請値**」と「**ベンチマーク**」との差分に基づき設定している。そのため、申請にあたり、自主的に効率化が行われ、**申請値の水準が引き下がっている場合**は、**効率化係数も緩和される**こととなる。
- なお、**自主的な効率化の取組**は、効率化対象の範囲や期間などが事業者間で異なり、**定量的な横比較が困難**であるとともに、**恣意的な織り込みとなることも想定される**ところ、**下図の方法であれば**、そのような**恣意性も排除可能**である。

効率化係数の設定方法（イメージ）



効率化係数の算定結果（発電部門）

- **発電部門における効率化係数**の算定結果は以下のとおり。
- なお、**東京電力EPには発電部門が存在しない**ところ、例えば、**相対取引での電源調達**において効率化係数を用いて査定する際は、**他の6事業者（北海道・東北・北陸・中国・四国・沖縄）の効率化係数の単純平均値を用いる**こととする。

		北海道	東北	東京	北陸	中国	四国	沖縄
今回申請【円/kWh】		6.58	4.00	–	4.36	4.81	5.25	4.73
過去6年平均【円/kWh】		5.45	3.76	–	3.66	3.98	5.67	4.59
ベンチマーク【円/kWh】（1～4社平均）		3.72	3.72	–	3.72	3.72	3.72	3.72
効率化係数の算定	①過去水準との比較	17.2%	5.9%	–	14.7%	17.3%	–	2.9%
	②ベンチマークとの比較	26.3%	1.0%	–	–	5.3%	29.1%	18.4%
	激変緩和（50%分）	13.1%	0.5%	–	–	2.7%	14.5%	9.2%
	③継続的な効率化（年1.4%＝3年で4.2%）	4.2%	4.2%	–	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%
	④①～③の合計	34.6%	10.6%	–	18.9%	24.1%	18.7%	16.3%
効率化係数（3年平均）		**23.0%**	**7.0%**	**13.7%※**	**12.6%**	**16.1%**	**12.5%**	**10.9%**

※他の6事業者（北海道・東北・北陸・中国・四国・沖縄）の効率化係数の単純平均値。

効率化係数の算定結果（販売部門）

- **販売部門における効率化係数**の算定結果は以下のとおり。

		北海道	東北	東京	北陸	中国	四国	沖縄
今回申請【円/kWh】		0.91	0.54	0.67	0.57	0.43	0.80	0.61
過去6年平均【円/kWh】		0.72	0.72	0.59	0.57	0.50	0.77	0.66
ベンチマーク【円/kWh】（1～5社平均）		0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59
効率化係数の算定	①過去水準との比較	21.5%	–	11.6%	–	–	3.6%	–
	②ベンチマークとの比較	14.4%	–	0.4%	–	–	23.1%	3.2%
	激変緩和（50%分）	7.2%	–	0.2%	–	–	11.6%	1.6%
	③継続的な効率化（年1.4%＝3年で4.2%）	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%
	④①～③の合計	32.9%	4.2%	15.9%	4.2%	4.2%	19.4%	5.8%
効率化係数（3年平均）		**21.9%**	**2.8%**	**10.6%**	**2.8%**	**2.8%**	**12.9%**	**3.9%**

【６－２．経営効率化】

①経営効率化の概要

②これまでの効率化の取組

③今回申請で織り込んだ効率化の取組

④事業者間比較（横比較）

⑤効率化係数の設定

⑥効率化係数に関する各論

⑦ヤードスティック査定の考え方

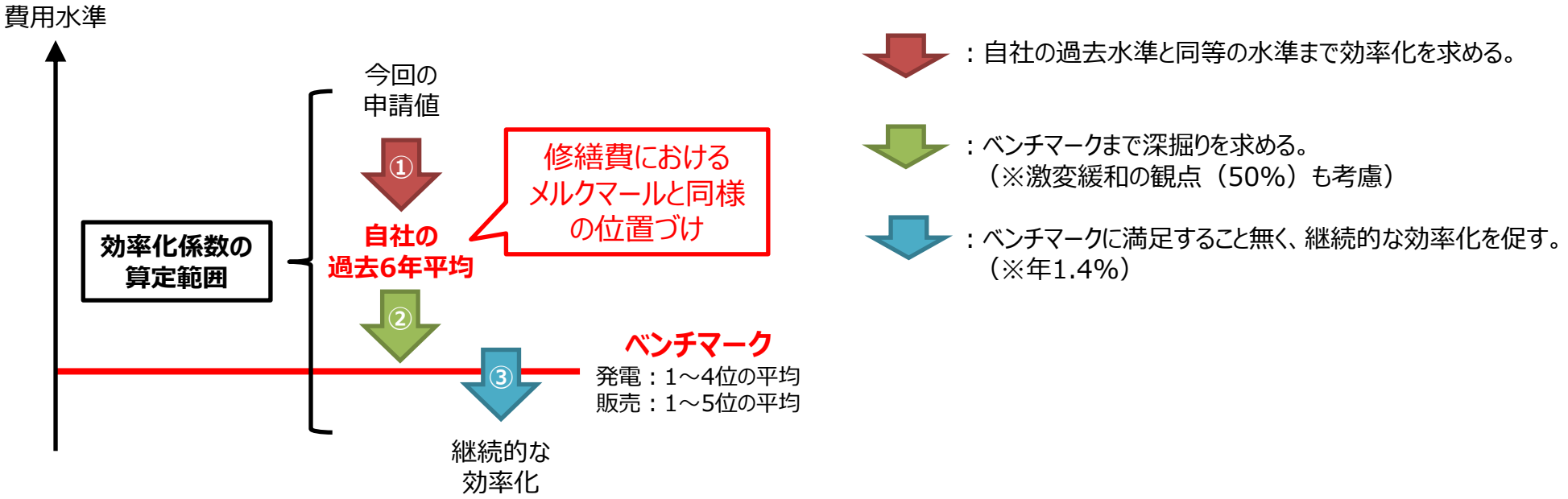
⑧ヤードスティック査定の結果

⑨調達改善に向けたフォローアップの実施

修繕費のメルクマール査定と効率化係数との関係①

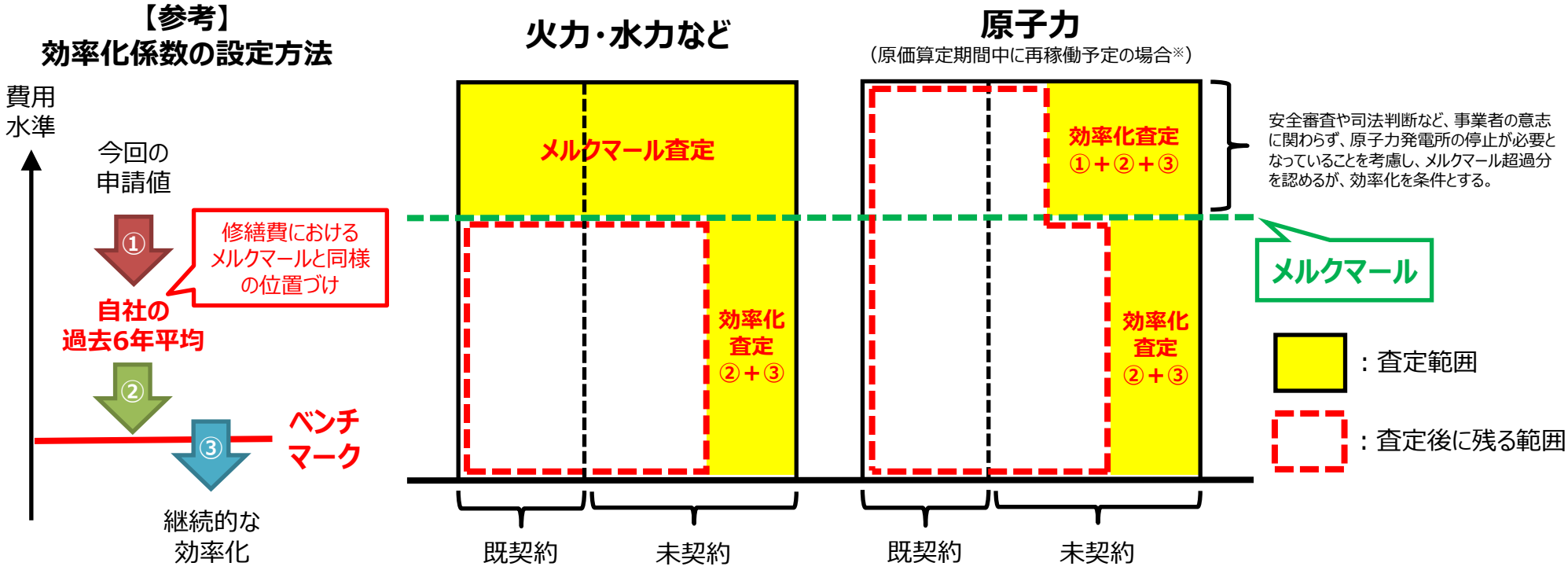
- 修繕費の審査では、**過去実績を基にした基準をメルクマールとして設定**し、メルクマールの算定期間は**直近5年間を基本**とすることとされている。
- 上記のメルクマールの考え方について、効率化係数の設定方法との比較を行った場合、**「自社の過去6年平均」は、修繕費のメルクマールと同様の位置づけ**と考えられる。
- そのため、修繕費に対して、下図の①～③の全ての要素を織り込んだ効率化を一律求めた場合、特に①について、**メルクマール査定との重複が生じる可能性**がある。

効率化係数の設定方法（イメージ）



修繕費のメルクマール査定と効率化係数との関係②

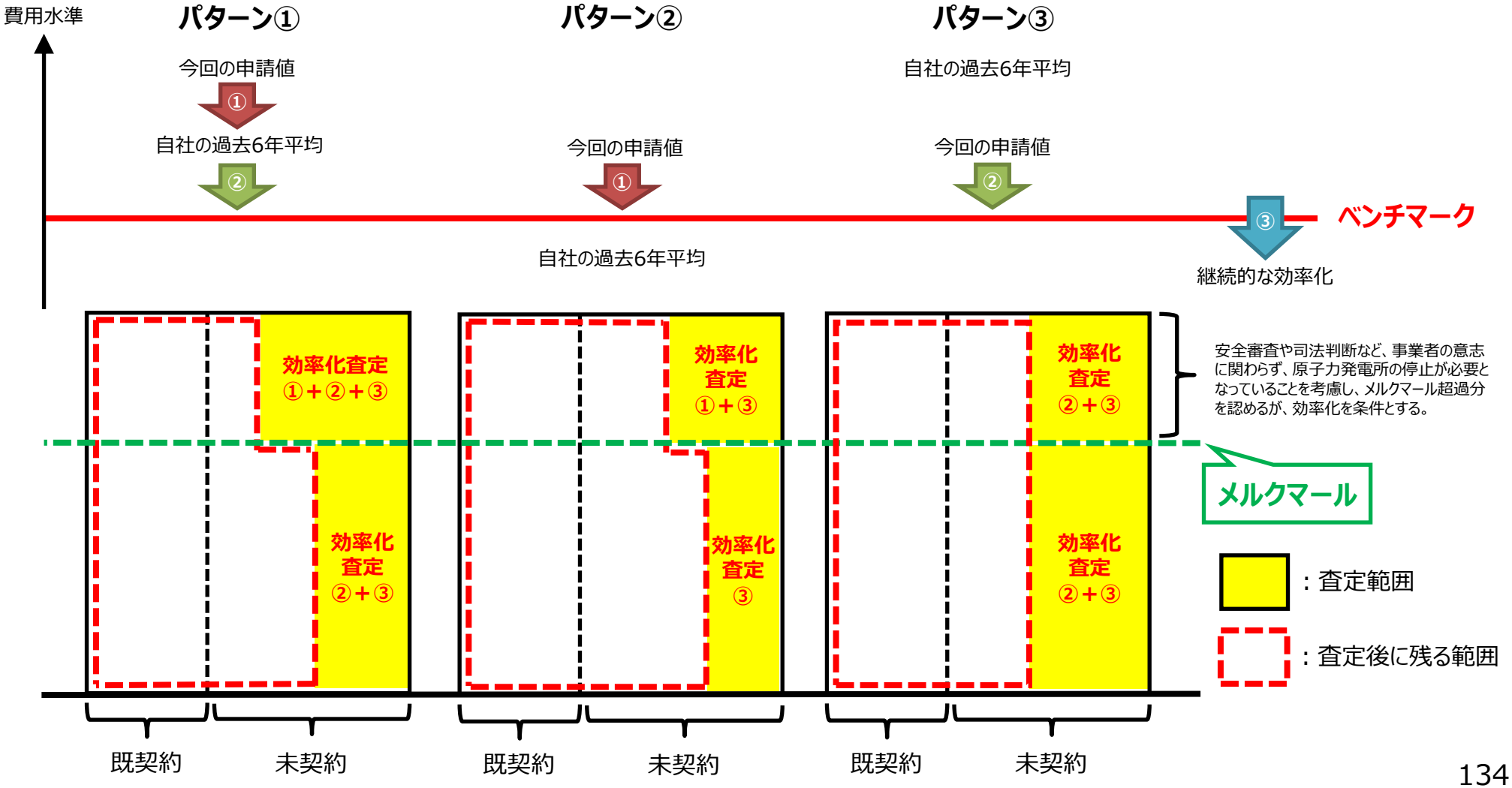
- 前ページの検討を踏まえ、修繕費については、**メルクマール超過分については厳格に査定**しつつ、**メルクマールの範囲内に収まる範囲**については、メルクマールが自社の過去水準であるため、下図のとおり、**自社の過去水準からの深掘りが必要な部分**（下図の例では②・③）**に絞って効率化を求める**こととする。



※ 北海道の泊発電所3号機について、再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用は、全額査定。

修繕費のメルクマール査定と効率化係数との関係③

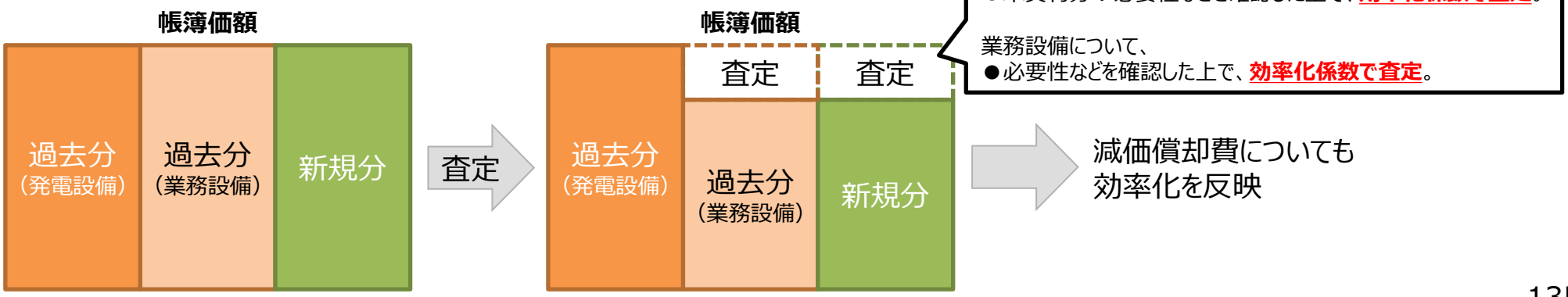
- 各事業者で、「今回の申請値」及び「自社の過去6年平均」の費用水準はそれぞれ異なるところ、主に下図の3パターン関し、**原子力発電所の修繕費に係るメルクマール**と**効率化係数**との関係を整理すると以下のとおり。



業務設備に係る減価償却費への効率化係数の適用①

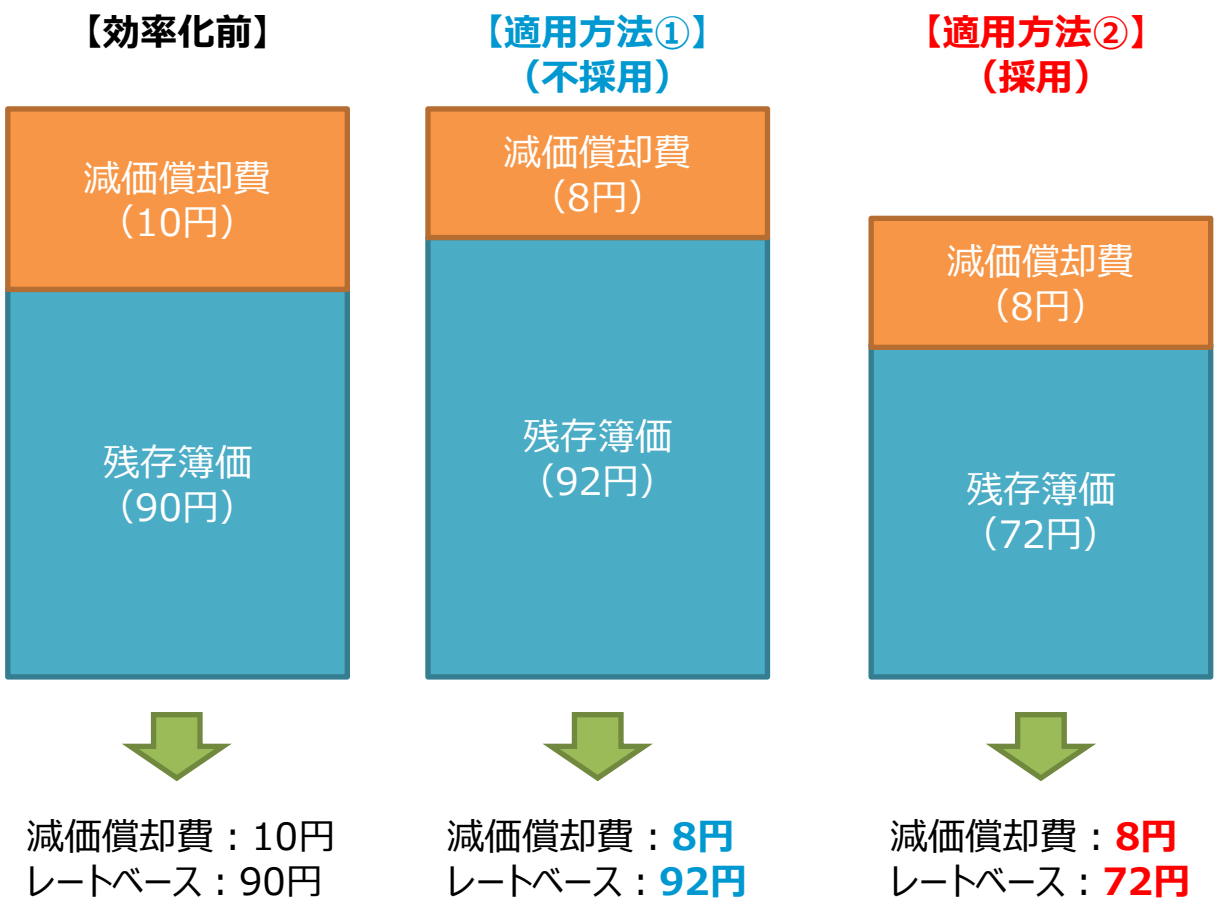
- 減価償却費は、主に過去の設備投資に伴う費用であるとともに、法令によって償却方法が定められており、将来の期間において効率化する余地が限られるものである。
- その上で、下図のとおり、**原価算定期間に新規工事を行い、帳簿価額が増加するもの**については、**効率化係数を用いて査定**し、減価償却費の効率化を求めることとする。
- また、**過去に設置された設備に係る減価償却費**について、託送料金（レベニューキャップ制度）では、減価償却費を制御不能費用として位置づけることの是非に関し、議論があったところ。
- その際、関西電力送配電から申出のあった取組は、通信設備を子会社に移管することで、設備投資の抑制や保守要員の効率化を実現し、その結果、制御不能費用が減少したものである。
- このような取組は、全ての設備で実現可能なものではないものの、**業務設備については**、例えば、支店などの統合や、業務システムの簡素化などを通じて、**過去の設備投資であっても、効率化に取り組む余地**があると考えられる。そのため、**業務設備については**、**過去の設備投資に伴う減価償却費についても、効率化係数の対象**とし、効率化を促すこととする。

「効率化係数」と減価償却費との関係



業務設備に係る減価償却費への効率化係数の適用②

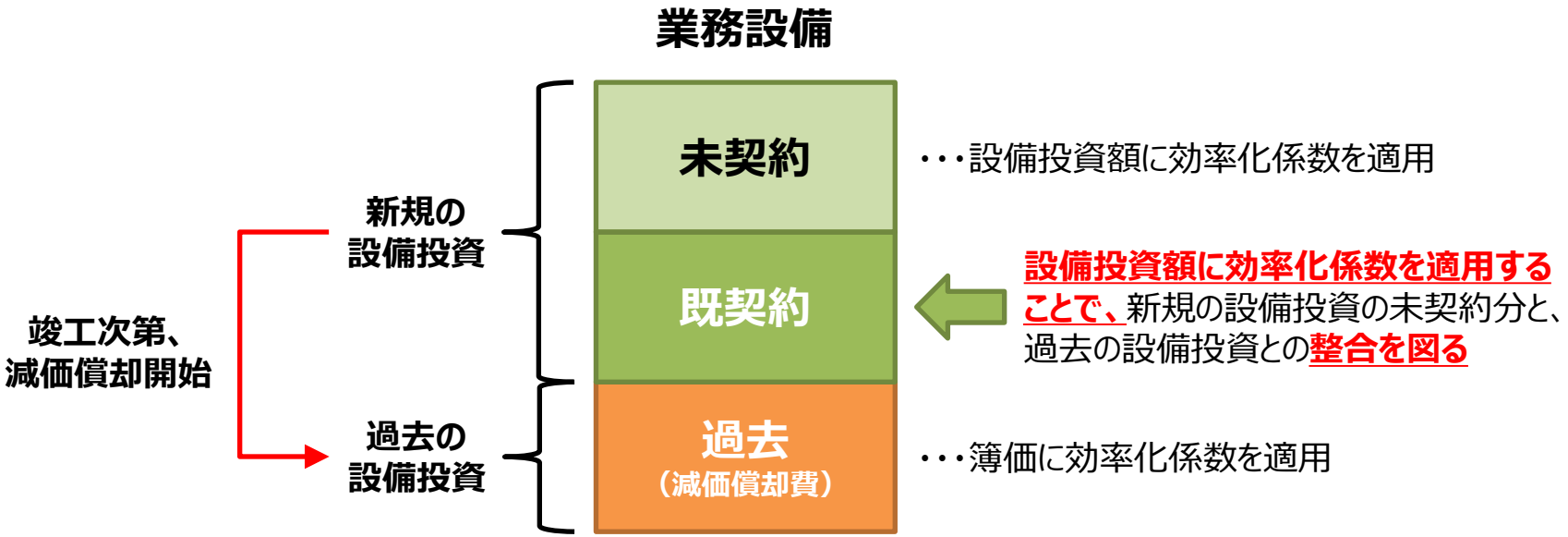
- **業務設備については、**過去の設備投資に伴う減価償却費も、効率化係数の対象とするが、減価償却費の算定方法を明確化するため、以下のとおり、**簿価に対して効率化係数を適用**（＝その結果、減価償却費及びレートベースも減額）することとする。



【本事例の前提】
- 竣工後1年経過
- 竣工時の簿価：100円
- 減価償却期間：10年
- 効率化係数：20%

業務設備に係る減価償却費への効率化係数の適用③

- 原価算定期間に**新たに行う設備投資**については、基本的に、既契約・未契約で分類し、**未契約分は効率化係数での査定を行う方針**である。一方で、**業務設備に係る新たな設備投資のうち、既契約分**については、過去の設備投資分との整合性を図るため、**効率化係数の適用の取扱い**を明確化する必要がある。
- これを踏まえ、**業務設備に係る設備投資**については、**既契約・未契約によらず、効率化係数の対象**とする（これにより、既契約・未契約によらず簿価が圧縮される）。なお、**二重査定を避けるため**、原価算定期間において、**新規の設備投資分が竣工し、減価償却が始まった場合は、**既に効率化係数によって簿価が圧縮されていることから、**当該新規投資分の簿価について、重ねて効率化係数は適用しない**。



【６－２．経営効率化】

①経営効率化の概要

②これまでの効率化の取組

③今回申請で織り込んだ効率化の取組

④事業者間比較（横比較）

⑤効率化係数の設定

⑥効率化係数に関する各論

⑦ヤードスティック査定の考え方

⑧ヤードスティック査定の結果

⑨調達改善に向けたフォローアップの実施

ヤードスティック査定（比較査定）の概要

- ヤードスティック査定（比較査定）は、みなし小売電気事業者に効率化努力を促すための制度であり、料金審査要領において、以下の方法に基づき行うこととされている。

  ✓ **一般経費（※）**について、**その適正性を審査した上で、電源部門及び非電源部門に区分**し、各部門において、①**原価算定期間中の単価水準**（一般経費の単価水準（円／kWh））と、②**単価変化率**（一般経費の単価水準の前回改定からの変化率（%））**を算定**する。

  ※役員給与、給料手当、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費、雑給、廃棄物処理費、消耗品費、補償費、賃借料、委託費、損害保険料、普及開発関係費、養成費、研究費、諸費、貸倒損など。

  ✓ 上記の**単価水準及び単価変化率**は、**事業者間の相対比較**※によって点数評価した上で、**各事業者をグループⅠからⅢに分類**し、**グループⅡ及びⅢに区分される申請事業者**について、**それぞれの査定率に応じた額を「効率化努力目標額」として査定**する。

  ※単価水準及び単価変化率の比較は、申請事業者及びそれ以外の事業者（比較事業者）が認可を受けた原価又は届け出た原価等を基に行う。

  ✓ **「効率化努力目標額」**は、**適正性を審査した一般経費のうち、個別査定を行わない経費の電源部門及び非電源部門ごとの額に査定率を乗じて算定**する。なお、査定率は、料金審査要領で次のとおり定められている。

区分	区分基準点数	効率化努力目標額の設定
グループⅠ	121点以上200点以下	0円とする。
グループⅡ	79点以上120点以下	査定率を1.5%とする。
グループⅢ	0点以上78点以下	査定率を3.0%とする。

関係法令における規定（ヤードスティック査定）①

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第１章　総則
１．基本方針
　電気事業法等の一部を改正する法律（平成２６年法律第７２号。以下「改正法」という。）附則第１８条第１項に定める特定小売供給約款の認可に当たって　は、この要領に従って審査を行うものとする。
（１）　略
（２）算定規則第２条における「電気事業を運営するに当たって必要であると見込まれる原価に利潤を加えて得た額（以下「原価等」という。）」の算定については、みなし小売電気事業者（以下「事業者」という。）が申請した原価等について、その適正性を審査した上、**当該申請を行った事業者（以下「申請事業者」という。）及び他の事業者が認可を受け又は届け出た原価等を勘案して、経営効率化努力の度合いを相対比較することにより審査を行う**ものとする。
（３）～（５）　略

第２章「原価等の算定」に関する審査
第２節 営業費
１．～４．　略
５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し**、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に**個別に原価を査定**する。**個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。**
（１）～（５）　略
６．　略

第６節 比較査定
　申請事業者が申請した原価等について、第２節に定めるところにより、その適正性を審査した上で、申請事業者及び他の事業者が認可を受け又は届け出た原価等を勘案して経営効率化努力の度合いを相対比較することにより審査を行い、次章第１節から第３節に定める方法に基づき効率化努力目標額を算定するものとする。

第３章 効率化努力目標額の算定等
第１節 比較指標
　経営効率化努力の度合いの事業者間の相対比較は、**一般経費（営業費のうち、役員給与、給料手当、給料手当振替額（貸方）、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費、雑給、廃棄物処理費、消耗品費、補償費、賃借料、委託費、損害保険料、普及開発関係費、養成費、研究費、諸費（排出クレジットの自社使用に係る償却額を除く。）、貸倒損、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額（貸方）、建設分担関連費振替額（貸方）、附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）及び電力費振替勘定（貸方）の原価**をいう。以下同じ。）を算定規則第６条第１項第１号から第４号までの部門又は第２０条第１項第１号から第４号までの部門（以下「電源部門」という。）及び第６条第１項第５号から第６号までの部門等又は第２０条第１項第５号から第９号までの部門等（以下「非電源部門」という。）に区分し、この**電源部門及び非電源部門における比較指標（以下「単価」という。）の水準及び変化率を用いて、次に定めるところにより行う**ものとする。その際、各事業者の特定融通契約及び振替供給契約や離島等に関する地域特性による補正（以下「個別補正」という。）、需要密度及び需要構成等の地域特性による補正（以下「地域補正」という。）を必要に応じ適宜実施し、公正な競争条件となるよう措置することとする。

関係法令における規定（ヤードスティック査定）②

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

２．比較指標

（１）**申請事業者**

効率化努力目標額を算定するための単価の水準及び変化率は以下のとおりとする。なお、算定式中「一般経費（電源部門又は非電源部門）」については、一般経費を電源部門及び非電源部門に区分した上で、それぞれ算定するものとする。

① **単価の水準**

原価算定期間中の個別補正後の一般経費（電源部門又は非電源部門）／原価算定期間中の販売電力量×地域補正係数（※）

（※）地域補正係数を乗じるのは、一般経費の非電源部門のみ。

② **単価の変化率**

原価算定期間中の個別補正後の一般経費（電源部門又は非電源部門）／原価算定期間中の販売電力量÷直近の認可を受けた特定小売供給約款料金の原価算定期間中の個別補正後の一般経費（電源部門又は非電源部門）／直近の認可を受けた特定小売供給約款料金の原価算定期間中の販売電力量

ただし、原価算定期間の初日から過去３年間（以下「基準比較期間」という。）において認可を受けた特定小売供給約款料金が適用されていない場合は、以下のとおりとする。

原価算定期間中の個別補正後の一般経費（電源部門又は非電源部門）／原価算定期間中の販売電力量÷直近の届出を行った特定小売供給約款料金の原価算定期間中の個別補正後の一般経費（電源部門又は非電源部門）／直近の届出を行った特定小売供給約款料金の原価算定期間中の販売電力量

（２）**申請事業者と比較される事業者（以下「比較事業者」という。）**

単価の水準及び変化率は以下のとおりとする。なお、算定式中「一般経費（電源部門又は非電源部門）」については、一般経費の電源部門、非電源部門ごとに区分し、それぞれ算定するものとする。

① 単価の水準

申請事業者が申請する特定小売供給約款料金が実施される時点において適用される比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の個別補正後の一般経費（電源部門又は非電源部門）／申請事業者が申請する特定小売供給約款料金が実施される時点において適用される比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の販売電力量×地域補正係数（※）

（※）地域補正係数を乗じるのは、一般経費の非電源部門のみ。

② 単価の変化率

申請事業者が申請する特定小売供給約款料金が実施される時点において適用される比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の個別補正後の一般経費（電源部門又は非電源部門）／申請事業者が申請する特定小売供給約款料金が実施される時点において適用される比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の販売電力量÷申請事業者が直近に認可を受けた特定小売供給約款料金が実施された時点において適用された比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の個別補正後の一般経費（電源部門又は非電源部門）／申請事業者が直近に認可を受けた特定小売供給約款料金が実施された時点において適用された比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の販売電力量

ただし、次の（イ）から（ハ）までの場合については、それぞれに定める方法により算定するものとする。

関係法令における規定（ヤードスティック査定）③

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

（イ）基準比較期間の末日（時系列では初日。以下同じ。）において、申請事業者の直近の認可を受けた特定小売供給約款料金が適用されている場合
申請事業者が申請する特定小売供給約款料金が実施される時点において適用される比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の個別補正後の一般経費（電源部門又は非電源部門）／申請事業者が申請する特定小売供給約款料金が実施される時点において適用される比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の販売電力量÷基準比較期間の末日において適用された比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の個別補正後の一般経費（電源部門又は非電源部門）／基準比較期間の末日において適用された比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の販売電力量

（ロ）基準比較期間において、申請事業者の直近の認可を受けた特定小売供給約款料金が適用されておらず、申請事業者の直近の届出を行った特定小売供給約款料金が実施された時点が基準比較期間に含まれる場合
申請事業者が申請する特定小売供給約款料金が実施される時点において適用される比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の個別補正後の一般経費（電源部門又は非電源部門）／申請事業者が申請する特定小売供給約款料金が実施される時点において適用される比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の販売電力量÷申請事業者が直近に届出を行った特定小売供給約款料金が実施された時点において適用された比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の個別補正後の一般経費（電源部門又は非電源部門）／申請事業者の直近の届出を行った特定小売供給約款料金が実施された時点において適用された比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の販売電力量

（ハ）基準比較期間において、申請事業者の直近の認可を受けた特定小売供給約款料金が適用されておらず、申請事業者の直近の届出を行った特定小売供給約款料金が実施された時点が基準比較期間に含まれない場合
申請事業者が申請する特定小売供給約款料金が実施される時点において適用される比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の個別補正後の一般経費（電源部門又は非電源部門）／申請事業者が申請する特定小売供給約款料金が実施される時点において適用される比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の販売電力量÷基準比較期間の末日において適用された比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の個別補正後の一般経費（電源部門又は非電源部門）／基準比較期間の末日において適用された比較事業者の特定小売供給約款料金の原価算定期間中の販売電力量

申請事業者が複数の場合において、申請事業者ごとに単価の変化率の算定における申請原価との比較対象となる基準日（以下「起算日」という。）が異なる場合には、各起算日の内、最も直近の時点を全ての申請事業者及び比較事業者において共通の起算日として適用し、単価の変化率を算定するものとする。

第２節 点数評価の方法及び分類方法

事業者間の水準比較及び変化率比較において行う点数評価は、一般経費の電源部門、非電源部門ごとに、水準及び変化率について、それぞれ最上位を１００点、最下位を０点とし、その他は比例法で点数化するものとする。その上で、水準比較と変化率比較で得られた点数を合計し、これに応じて申請事業者及び比較事業者を次の３つのグループに分類する。

区分	区分基準点数
グループⅠ	１２１点以上２００点以下
グループⅡ	７９点以上１２０点以下
グループⅢ	０点以上７８点以下

関係法令における規定（ヤードスティック査定）④

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第３節 効率化努力目標額の算定

１．**グループごとの効率化努力目標額の算定の考え方**は、次のとおりとする。

グループⅠ：０円とする。

グループⅡ：一層の効率化努力を促す観点から査定率を１．５％として、効率化努力目標額を設定する。

グループⅢ：一層の効率化努力を促す観点から査定率を３．０％として、効率化努力目標額を設定する。

２．申請事業者の効率化努力目標額は、申請事業者が申請した原価等について第２章第２節に定めるところにより、適正性を審査した上の個別補正後の一般経費（電源部門及び非電源部門）の部門ごとの額（他産業等との比較を行ったもの又は入札等を実施するもの又はトップランナー基準や入札見込額等に基づく個別査定を経たものについては除く。）に、上記で設定した査定率を乗じて算定した額の合計とする。

第４節 効率化努力目標額の取扱い

１．前節により算定された部門ごとの効率化努力目標額を査定額として申請事業者に対して指摘するものとする。

２．この指摘を踏まえた申請事業者の補正については、前節より算定された効率化努力目標額を算定規則第６条第１項第１号から第６号又は第２０条第１号から第９号までに定める部門毎の一般経費に占める各営業費項目の割合に応じそれぞれ配分した額を、申請原価の各営業費項目から差し引くことによって行われているか否かを審査するものとする。

ヤードスティック査定の実施方法（例）①

- ヤードスティック査定は、申請原価の適正性を審査した上で、相対比較で評価するところ、**ヤードスティック査定の実施方法の例**（電源部門の場合※）は以下のとおり。（次ページに続く）

※非電源部門についても、同様にヤードスティック査定を実施。

＜単価の水準比較＞

（単位：円／kWh、点）

	A電力（申請）	B電力（申請）	C電力（申請）	D電力（申請）	E電力（申請）	F電力（申請）	G電力（申請）	H電力（比較）	I電力（比較）	J電力（比較）
直近単価※1	1.21	＜最大値＞ **1.77**	1.19	1.33	1.39	＜最小値＞ **1.11**	1.19	1.59	1.12	1.29
評価値※2	0.56	0.00	0.58	0.44	0.38	0.66	0.58	0.18	0.65	0.48
評価点※3	85	0	88	67	58	100	88	27	98	73

※1　直近単価：原価算定期間中の一般経費の合計額を、同期間中の販売電力量で除したもの。上記の直近単価は仮の値。
※2　評価値　＝　直近単価の最大値　－　自社の直近単価
※3　評価点　＝　評価値 ／（直近単価の最大値－直近単価の最小値）　×　100

ヤードスティック査定の実施方法（例）②

＜単価の変化率比較＞

（単位：円／kWh、点）

	A電力（申請）	B電力（申請）	C電力（申請）	D電力（申請）	E電力（申請）	F電力（申請）	G電力（申請）	H電力（比較）	I電力（比較）	J電力（比較）
直近単価※1	1.21	1.77	1.19	1.33	1.39	1.11	1.19	1.59	1.12	1.29
前回単価※1	0.89	1.34	0.82	0.95	0.99	0.76	0.81	1.59	1.12	1.29
変化率※2	1.3596	1.3209	1.4512	1.4000	1.4040	1.4605	<最大値> **1.4691**	<最小値> 1.000	1.000	1.000
評価値※3	0.1095	0.1482	0.0179	0.0691	0.0651	0.0086	0.0000	0.4691	0.4691	0.4691
評価点※4	23	32	4	15	14	2	0	100	100	100

※１　直近単価及び前回単価（原価算定期間中の一般経費の合計額を、同期間中の販売電力量で除したもの）は仮の値。
※２　変化率　＝　直近単価　／　前回単価
※３　評価値　＝　変化率の最大値　－　自社の変化率
※４　評価点　＝　評価値 ／（変化率の最大値－変化率の最小値）　×　100

＜評価＞

	A電力（申請）	B電力（申請）	C電力（申請）	D電力（申請）	E電力（申請）	F電力（申請）	G電力（申請）	H電力（比較）	I電力（比較）	J電力（比較）
合計点数	108	32	92	82	72	102	88	127	198	173
評価	Ⅱ（1.5%）	Ⅲ（3.0%）	Ⅱ（1.5%）	Ⅱ（1.5%）	Ⅲ（3.0%）	Ⅱ（1.5%）	Ⅱ（1.5%）	Ⅰ（0円）	Ⅰ（0円）	Ⅰ（0円）

【参考】過去のヤードスティック査定の結果

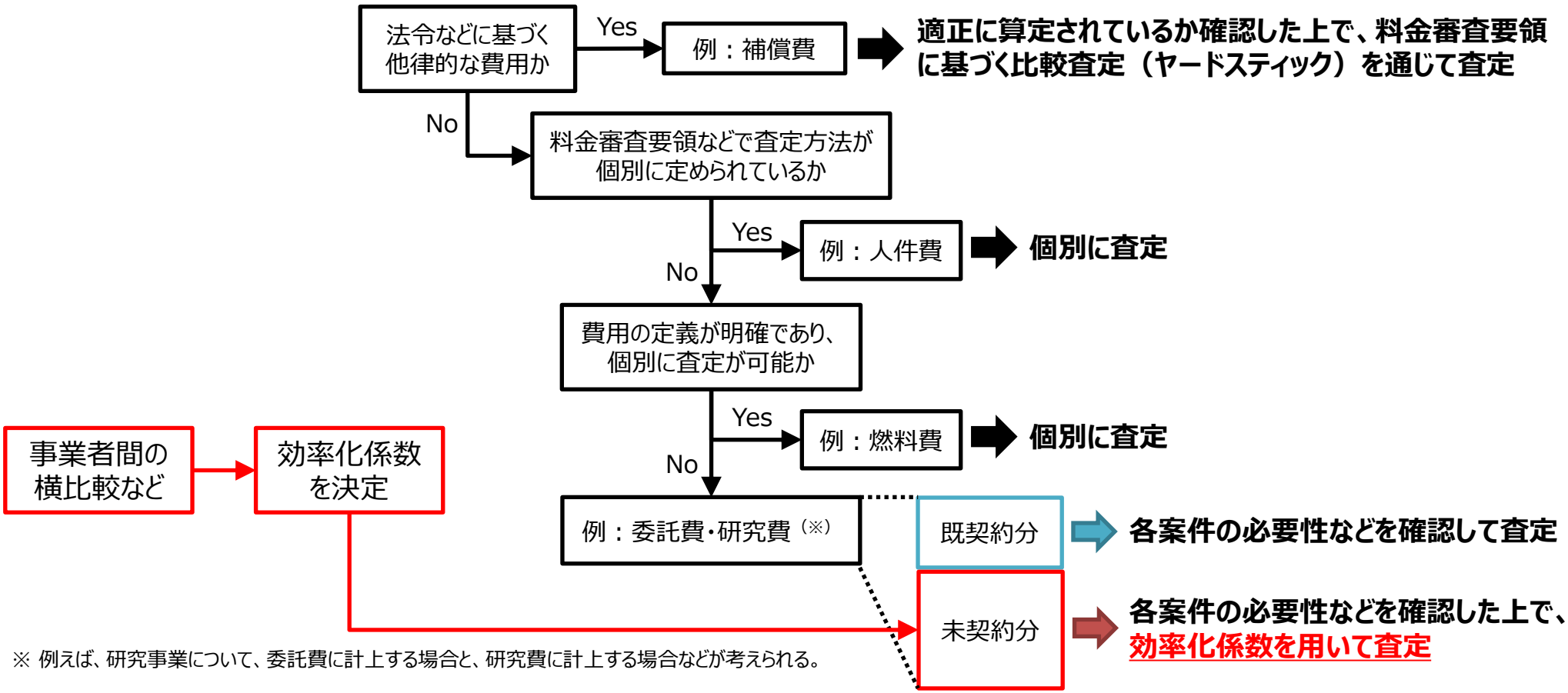
（単位：億円）

	電源部門			非電源部門			査定額合計
	評価（査定率）	対象原価	査定額	評価（査定率）	対象原価	査定額	
北海道電力	Ⅱ (1.5%)	6.82	0.10	Ⅱ (1.5%)	7.03	0.11	**0.21**
東北電力	Ⅰ (0円)	–	–	Ⅰ (0円)	–	–	**–**
東京電力	Ⅲ (3.0%)	195.6	5.9	Ⅰ (0円)	–	–	**5.9**
中部電力	Ⅰ (0円)	–	–	Ⅰ (0円)	–	–	**–**
関西電力	Ⅱ (1.5%)	32.33	0.48	Ⅰ (0円)	–	–	**0.48**
四国電力	Ⅲ (3.0%)	1.27	0.04	Ⅰ (0円)	–	–	**0.04**
九州電力	Ⅰ (0円)	–	–	Ⅰ (0円)	–	–	**–**

※東京電力：2012年7月認可
関西電力･九州電力：2013年4月認可
北海道電力･東北電力･四国電力：2013年8月認可
中部電力：2014年4月認可

ヤードスティック査定（YS査定）と効率化係数による査定との関係①

- 各費目について、ヤードスティック査定と、効率化係数による査定との基本的な使い分けのフローは下図のとおりであるが、具体的な使い分けを次ページ以降に示す。



※ 例えば、研究事業について、委託費に計上する場合と、研究費に計上する場合などが考えられる。

ヤードスティック査定（YS査定）と効率化係数による査定との関係②

費目	効率化係数	YS査定	費目の分類	備考
他社購入電源費	○	×	①	• 相対取引の一部（固定費など）が対象。
修繕費	○	×	③	• メルクマール査定との重複を避けつつ査定。
委託費	○	×		• －
普及開発関係費	○	×		
養成費	○	×		
研究費	○	×		
減価償却費	○	×		• 設備投資について、既契約・未契約に分類の上、未契約分に効率化係数を適用。 • ただし、業務設備については、既設の設備、設備投資の既契約・未契約のいずれも効率化係数を適用。
固定資産除却費（固定資産除却損は除く）	○	×		• 設備投資に伴う工事と、設備除却に伴う工事は、工事の性質上、一体として行われることが多いため、設備投資と同様に効率化係数を適用。 • ただし、固定資産除却損は、効率化係数及びYS査定の対象外。
廃棄物処理費	×	○	①	• 料金審査要領に基づき、YS査定を適用。
補償費	×	○	②	
賃借料	×	○		
損害保険料	×	○		
貸倒損	×	○		
電力費振替勘定（貸方）	×	○		
共有設備費等分担額、同（貸方）	×	○		
建設分担関連費振替額（貸方）	×	○	③	
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	×	○		

※対象経費：○、対象外：×
※効率化係数について、既契約分（業務設備に係る設備投資を除く）及び送配電部門からの受託業務に係る費用は、適用対象外。
※効率化係数の対象費目において、YS査定対象の費目と同種の費用が含まれている場合、当該費用については、YS査定対象とする。

ヤードスティック査定（YS査定）と効率化係数による査定との関係③

費目		効率化係数	YS査定	費目の分類	備考
消耗品費	水道光熱費	×	○	③	• 単価について交渉の余地が限られることから、効率化係数ではなくYS査定を適用。
	諸車等燃料費	×	○		
	上記以外	○	×		–
諸費	通信運搬費	×	○		• 単価について交渉の余地が限られることから、効率化係数ではなくYS査定を適用。
	旅費	×	○		
	貯蔵品たな卸損・評価損	×	○		• 市況などに基づいて算定されるため、効率化係数ではなくYS査定を適用。
	団体費	×	○		• 各事業者の負担割合などに基づいて算定されるため、効率化係数ではなくYS査定を適用。
	諸手数料	×	○		• クレジットカード会社への立替払手数料などが該当し、単価について交渉の余地が限られることから、効率化係数ではなくYS査定を適用。
	上記以外	○	×		–
燃料費		×	×	①	• トップランナー査定など、個別に査定が行われるため、対象外。
公租公課（固定資産税、法人税等）		×	×	②	• 法令などに基づく他律的な費用であって、料金審査要領上、YS査定の対象外。
原子力損害賠償資金補助法一般負担金		×	×		
原賠・廃炉等支援機構一般負担金		×	×		
原子力バックエンド費用		×	×		
原子力廃止関連仮勘定償却費		×	×		
非化石証書購入費		×	×		
株式交付費・同償却		×	×		• 今回の申請では、計上無しのため対象外。
社債発行費・同償却		×	×		• 他律的な費用であって、料金審査要領上、YS査定の対象外。
電気事業報酬		×	×		• レートベースにおいて、個別査定・効率化係数による査定を受けており、二重査定となるため対象外。
人件費（給料手当など）		×	×	③	• 他産業との比較など、個別に査定が行われるため、対象外。
開発費・同償却		×	×		• 今回の申請では、計上無しのため対象外。

※対象経費：○、対象外：×
※効率化係数について、既契約分（業務設備に係る設備投資を除く）及び送配電部門からの受託業務に係る費用は、適用対象外。
※効率化係数の対象費目において、YS査定対象の費目と同種の費用が含まれている場合、当該費用については、YS査定対象とする。

【６－２．経営効率化】

①経営効率化の概要

②これまでの効率化の取組

③今回申請で織り込んだ効率化の取組

④事業者間比較（横比較）

⑤効率化係数の設定

⑥効率化係数に関する各論

⑦ヤードスティック査定の考え方

⑧ヤードスティック査定の結果

⑨調達改善に向けたフォローアップの実施

ヤードスティック査定の結果①（電源部門）

- 一般経費（電源部門）を事業者間※で相対比較した結果は以下のとおり。

※中部電力・関西電力・九州電力を含めて相対比較を行っているが、当該事業者の数値は非公開情報のため記載を省略。
※東京電力EPは、発電部門が無いため比較対象外。

（単位：円／kWh、点）

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
＜単価の水準比較＞							
直近単価	1.74	0.80	–	1.28	1.10	1.58	1.23
評価値	0.00	0.94	–	0.46	0.64	0.16	0.51
評価点	0	90	–	44	61	15	49
＜単価の変化率比較＞							
直近単価	1.74	0.80	–	1.28	1.10	1.58	1.23
前回単価	1.18	0.66	–	0.94	0.71	1.52	1.07
変化率	1.4746	1.2121	–	1.3617	1.5493	1.0395	1.1495
評価値	0.0747	0.3372	–	0.1876	0.0000	0.5098	0.3998
評価点	14	61	–	34	0	93	73
＜評価＞							
合計点数	14	151	–	78	61	108	122
評価	Ⅲ（3.0%）	Ⅰ（0円）	–	Ⅲ（3.0%）	Ⅲ（3.0%）	Ⅱ（1.5%）	Ⅰ（0円）

ヤードスティック査定の結果②（非電源部門）

- 一般経費（非電源部門）を事業者間※で相対比較した結果は以下のとおり。

※中部電力・関西電力・九州電力を含めて相対比較を行っているが、当該事業者の数値は非公開情報のため記載を省略。

（単位：円／kWh、点）

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
＜単価の水準比較＞							
直近単価	1.75	0.94	0.62	1.09	0.95	1.35	1.03
評価値	0.00	0.81	1.13	0.66	0.80	0.40	0.72
評価点	0	72	100	58	71	35	64
＜単価の変化率比較＞							
直近単価	1.75	0.94	0.62	1.09	0.95	1.35	1.03
前回単価	0.75	0.68	0.48	1.04	1.04	0.82	1.69
変化率	2.3333	1.3824	1.2917	1.0481	0.9135	1.6463	0.6095
評価値	0.0000	0.9509	1.0416	1.2852	1.4198	0.6870	1.7238
評価点	0	55	60	75	82	40	100
＜評価＞							
合計点数	0	127	160	133	153	75	164
評価	Ⅲ（3.0%）	Ⅰ（0円）	Ⅰ（0円）	Ⅰ（0円）	Ⅰ（0円）	Ⅲ（3.0%）	Ⅰ（0円）

【６－２．経営効率化】

①経営効率化の概要

②これまでの効率化の取組

③今回申請で織り込んだ効率化の取組

④事業者間比較（横比較）

⑤効率化係数の設定

⑥効率化係数に関する各論

⑦ヤードスティック査定の考え方

⑧ヤードスティック査定の結果

⑨調達改善に向けたフォローアップの実施

調達改善に向けたフォローアップの実施

- 調達に関し、電力業界全体の競争入札率が限定的であること、まだ効率化の余地があるのではないか、との御指摘があること、さらには、今後自由化部門における電力会社間の競争の進展に伴い、新たなビジネスモデルの導入や技術開発などのイノベーションが起こり、さらにコストが圧縮される可能性もあることなども踏まえ、**料金審査によって効率化を促すのみならず、実際に各事業者においてどのようにコスト効率化を進めていくのか、フォローアップしていくことが重要**である。
- このため、**各事業者で調達の改善に係る方針を策定した上で、必要に応じて国がフォローアップしていく枠組みを新たに設ける**こととする。その際、調達に係る有識者の知見も得る、特定の調達案件について実証的に定量評価を行う、といった工夫も検討する。

現状の事後評価

- 原価算定期間（原則3年間）終了後に実施
- 規制部門の利益率、料金審査時の事業報酬額と比較した超過利潤の発生状況、自由化部門の赤字発生状況がチェックポイント

- 3年を待たず検証を行うことが必要
- 費用総額での検証だけでなく、更に詳細な検証を行うことが必要

新たに追加するフォローアップ

- 原価算定期間中であるか否かにかかわらず、料金改定後から実施
- 料金審査において議論となった点（例：工種ごとの発注の妥当性）の確認
- 仮に問題がある場合は、改善策を求めるなどの対応を実施

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
- 6－1．　需要想定･供給力
- 6－2．　経営効率化
- **6－3．　燃料費**
- 6－4．　購入･販売電力料
- 6－5．　原子力バックエンド費用
- 6－6．　人員計画･人件費
- 6－7．　修繕費
- 6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
- 6－9．　事業報酬
- 6－10．その他経費
- 6－11．公租公課
- 6－12．控除収益
- 6－13．費用の配賦
- 6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

【６－３．燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

燃料費の概要（1/2）

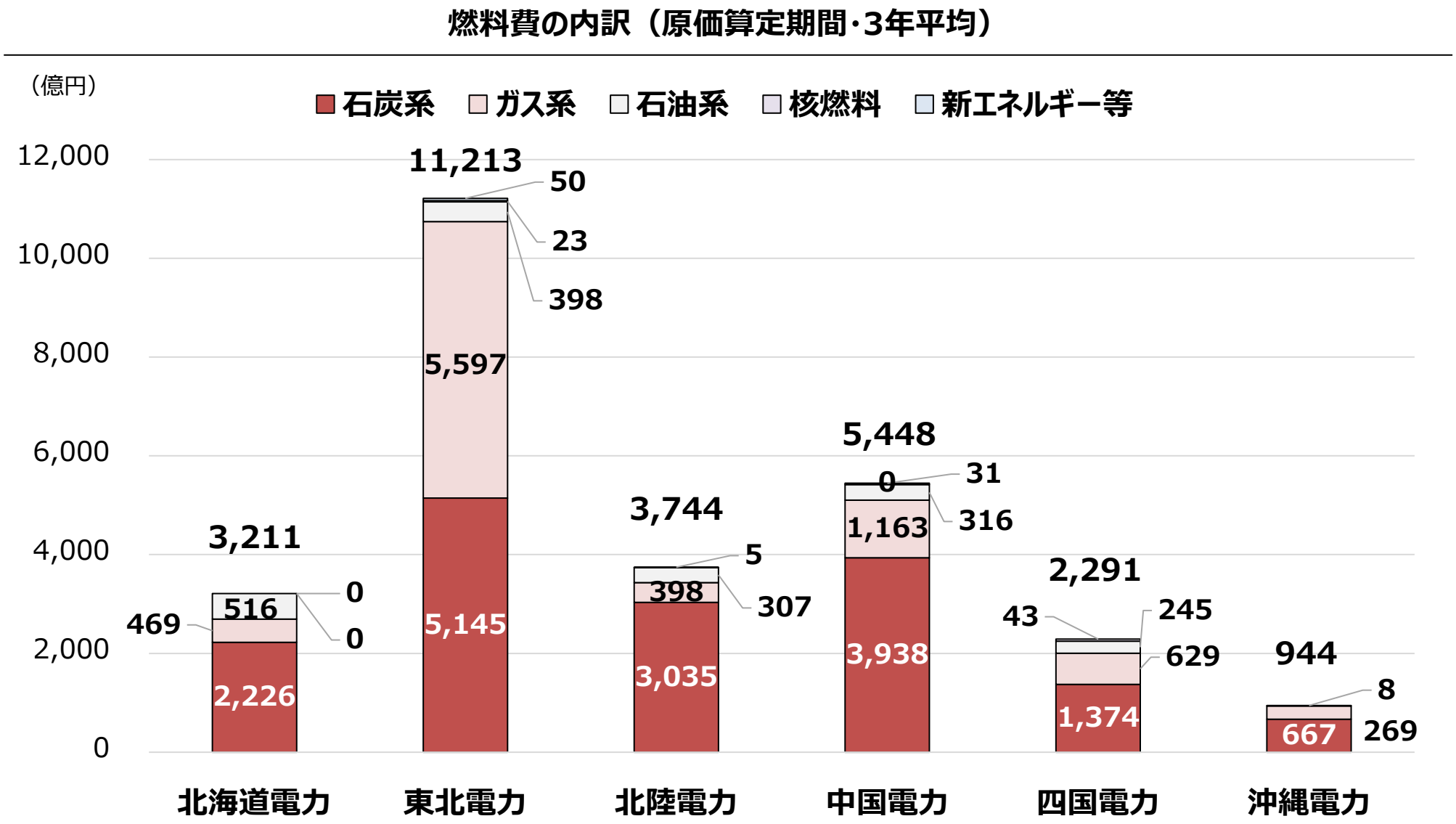
- 各事業者の燃料費総額、燃料種別の内訳と燃料費総額に占める割合はそれぞれ以下のとおり。

（億円（各社の燃料費に占める割合））

	北海道電力	東北電力	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
燃料費	3,211(100%)	11,213(100%)	3,744(100%)	5,448(100%)	2,291(100%)	944(100%)
火力燃料費	3,211(100%)	11,140(99%)	3,739(99.9%)	5,417(99%)	2,248(98%)	944(100%)
石炭系	2,226(69%)	5,145(46%)	3,035(81%)	3,938(72%)	1,374(60%)	667(71%)
ガス系	469(15%)	5,597(50%)	398(11%)	1,163(21%)	629(27%)	269(28%)
石油系	516(16%)	398(4%)	307(8%)	316(6%)	245(11%)	8(1%)
核燃料費	-	23(0.2%)	5(0.1%)	31(1%)	43(2%)	-
新エネルギー等燃料費[1]	-	50(0.4%)	-	-	-	-

1. 地熱発電所で蒸気会社より購入する蒸気料が含まれる。

燃料費の概要（2/2）


燃料費の内訳（原価算定期間･3年平均）
（億円）
石炭系
ガス系
石油系
核燃料
新エネルギー等
12,000
10,000
8,000
6,000
4,000
2,000
0
3,211
469
516
0
0
2,226
11,213
50
23
398
5,597
5,145
3,744
5
398
307
3,035
5,448
0
31
1,163
316
3,938
2,291
43
245
629
1,374
944
8
667
269
北海道電力
東北電力
北陸電力
中国電力
四国電力
沖縄電力

関連法令における規定（燃料費）

- 燃料費は、石炭、LNG、原油等の火力燃料費、核燃料費、新エネルギー等燃料費の合計額であり、供給計画等を基に算定した**数量に**、時価等を基に算定した**単価を乗じて算定**することとされている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

第二章　認可料金の算定
第一節　原価等の算定

（営業費の算定）
第三条
１　（略）
２　次の各号に掲げる営業費項目の額は、別表第一第一表により分類し、それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。
一　（略）
二　燃料費　火力燃料費（汽力燃料費及び内燃力燃料費をいう。）、核燃料費及び新エネルギー等燃料費の合計額であって、供給計画等を基に算定した数量に時価等を基に算定した単価を乗じて得た額
三～十一　（略）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２章「原価等の算定」に関する審査
第２節 営業費
２．燃料費、購入電力料については、原価算定期間内に契約が満了するものについて、他の事業者の取組状況や市場の状況を踏まえ、燃料にあっては調達価格の指標（ＣＩＦ価格やＲＩＭ価格等）や諸経費（輸送費及び管理費）の妥当性を確認するとともに共同調達の実施等、購入電力料においては卸電力取引所からの調達や入札等の努力を求め、その取組によって実現可能な効率化を反映する等、個別に可能な限り効率化努力を評価する。また、算定規則第１９条又は第３３条の規定に基づき、変更しようとする特定小売供給約款で設定する料金を算定する場合における燃料費については、数量及び単価の双方について査定を行う。

【６－３．燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

審査における論点①（各燃料の調達数量）

- **数量（各燃料共通）**
  - 最も安い電源から稼働させるという「**メリットオーダー**」は徹底されているか。
  - **発電単価の高い電源の稼働抑制**のために、どのような取組が行われているか。
  - **各電源の運転可能日数・計画停止日数・計画外停止日数**や太陽光・風力等の**変動電源の発電可能電力量**について、供給計画や過去実績に基づき、適切な値を設定しているか。

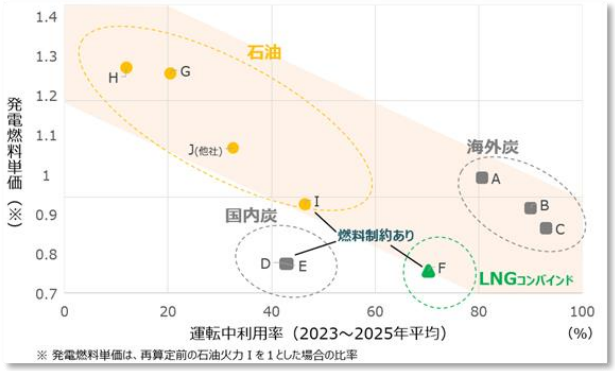
審査の結果①（各燃料の調達数量）

- **数量（各燃料共通）**
  - 自社火力と他社火力について、**発電燃料単価と運転中利用率の関係性**を確認し、**原則として、メリットオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認**した。また、発電燃料単価が相対的に低いにも関わらず運転中利用率が相対的に低い電源や、発電燃料単価が相対的に高いにも関わらず運転中利用率が相対的に高い電源について、申請会社に個々に説明を求め、**合理的な理由なくメリットオーダーを実現していない電源がないことを確認**した。
  - 各電源の運転可能日数・計画停止日数・計画外停止日数、太陽光・風力等の変動電源の発電可能電力量について供給計画と異なる点を確認し、北陸電力の白峰水力における計画停止日数の追加を除き、**供給計画と整合的**であることを確認した。また、上記の北陸電力の白峰水力における計画停止日数の追加については、FIT認定工事に伴うものであることを確認した。

審査の結果①（各燃料の調達数量・北海道電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、D・E（国内炭）、F（LNGコンバインド）、I（石油）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **D・E（国内炭）**については、北海道電力が、**非効率石炭火力フェードアウトへの対応を考慮し、2026年度末に廃止する予定**であり、それに伴い国内炭事業者も採掘・運搬体制を段階的に縮小していることから、運転中利用率の更なる引き上げは困難。
  - **F（LNGコンバインド）**については、**中長期契約による燃料調達を想定**しているため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。
  - **I（石油）**では**特注の高粘度重油[1]を使用しており、生産量が限られている**ため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（北海道電力）[2]



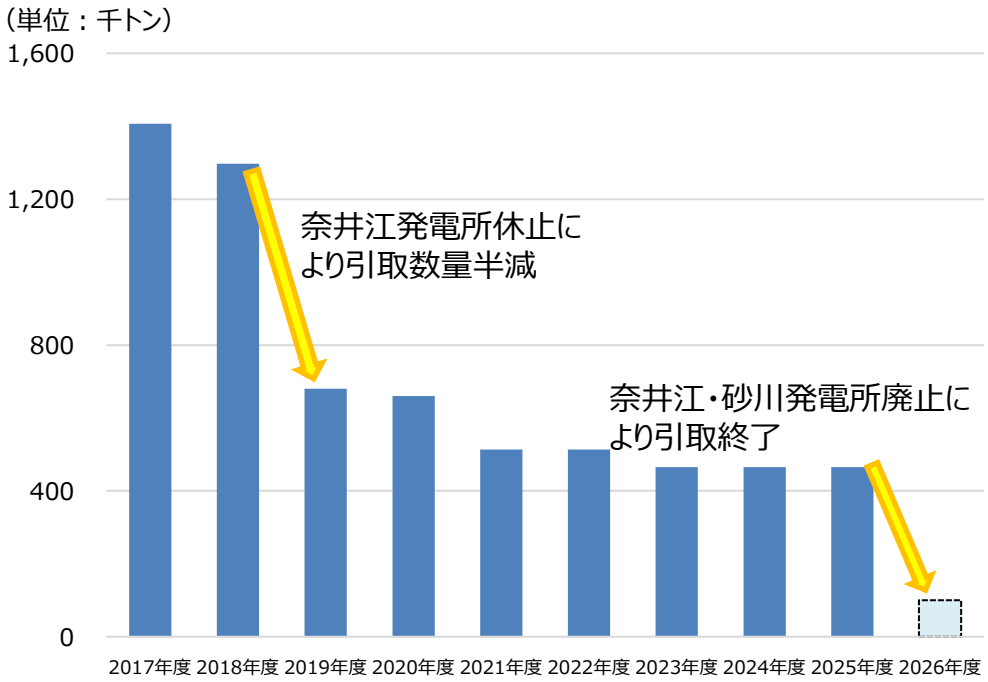
1. Iは当初ベネズエラ産オリマルジョン（天然オリノコを原料に水と界面活性剤を加えた燃料）を燃料とし発電することを想定し建設されたが、ベネズエラにおけるオリマルジョンの生産が停止されたため、現在はその代替燃料として、石油元売りに特注の高粘度重油を製造してもらい、それを用いて発電している。
2. 事業者作成資料を抜粋。

5．国内炭の調達量拡大余地（山内座長からのご質問）

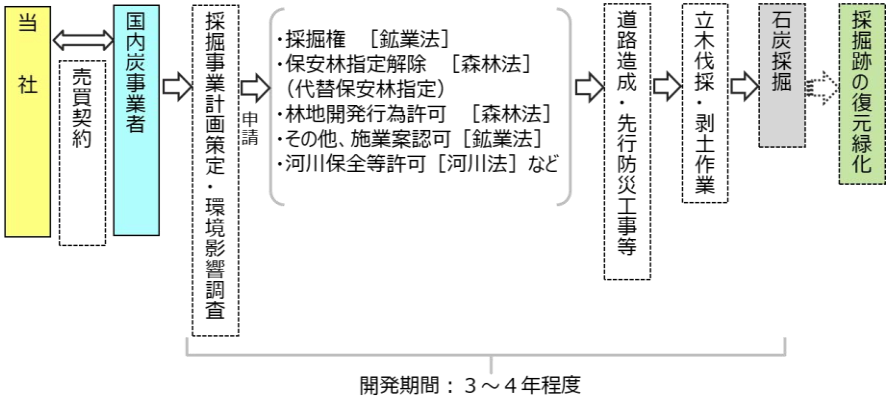
第40回料金制度専門会合
資料７－１を抜粋

- 当社は、他燃料の市況価格の変動に係わらず、半世紀以上にわたり引取を継続し、国内炭を活用してきました。
- しかしながら、国内炭火力発電所については、設備の経年化が進行していることや、カーボンニュートラルの実現に向けた非効率石炭火力フェードアウトへの対応を考慮し、2026年度末に廃止することとしており、それに伴い国内炭の引取を終了する計画としています。
- 国内炭事業者は採掘・運搬体制を段階的に縮小しており、急な数量変更に応じる余力に乏しく、また新鉱区開発には少なくとも3～4年程度を要することから、短期間での調達量拡大は難しい状況です。

国内炭引取数量の推移



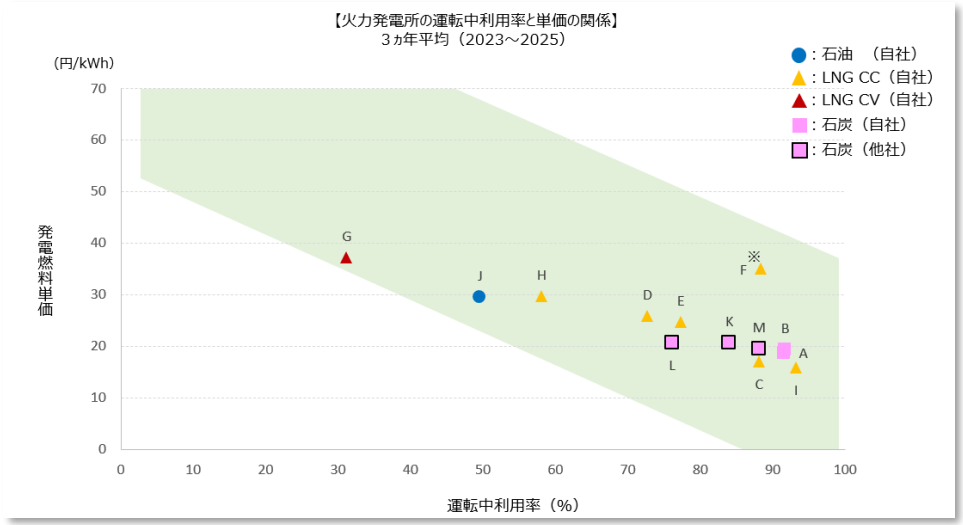
国内炭開発スケジュール



審査の結果①（各燃料の調達数量・東北電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、F（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **<u>F（LNGコンバインド）</u>**は一部のLNG火力よりも発電燃料単価が高いものの、**<u>最低出力が高く、負荷調整は発停止により行う</u>**という特異的な特性があるため、運転中利用率の更なる引き下げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（東北電力）[1]



1. 事業者作成資料を抜粋。

F火力（LNGコンバインド）の運転中利用率について

第42回料金制度専門会合
参考資料９を抜粋

- F火力は当社の他のLNGコンバインドに比べ定格出力が小さく，最低出力が高いため（定格出力の約80%）負荷調整は発停止により行うという特異的な特性があり，運転中利用率が高くなっております。
- 最低出力が高い理由は以下のとおりであり，負荷調整のイメージは右下図のとおりとなります。

＜最低出力が高い理由＞

環境規制の遵守：

低出力では排ガス中の窒素酸化物濃度が高くなり公害防止協定値を超過するため。

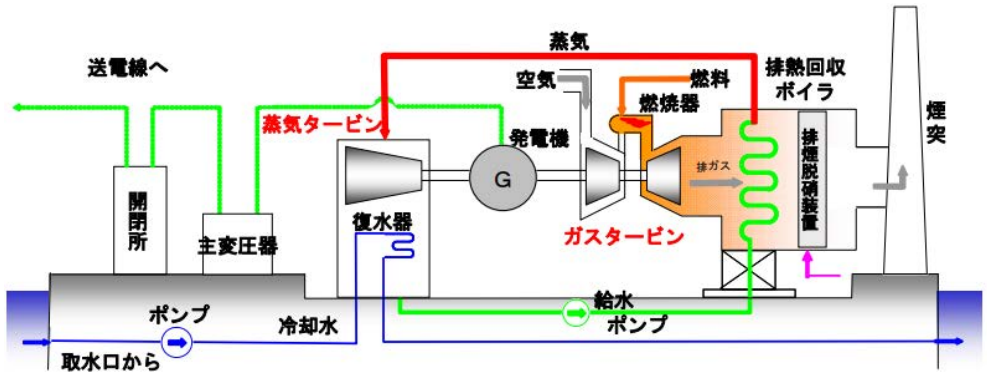
設備制約：

低出力では蒸気タービンに使用する蒸気に必要な温度・圧力条件を満足せず同タービンが損傷するおそれがあるため。

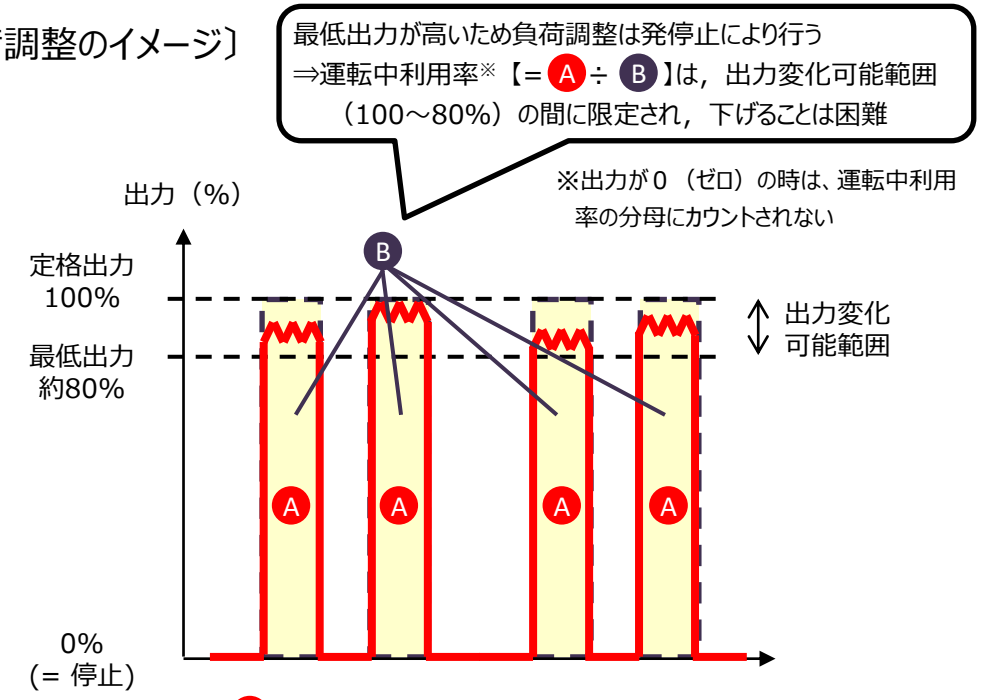
〔設備概要〕

定格出力	10.9万kW (当社火力電源の総出力の約１%に相当)
設備構成	5.45万kW×2軸（コンバインドユニット）

〔設備構成の概略〕



〔負荷調整のイメージ〕



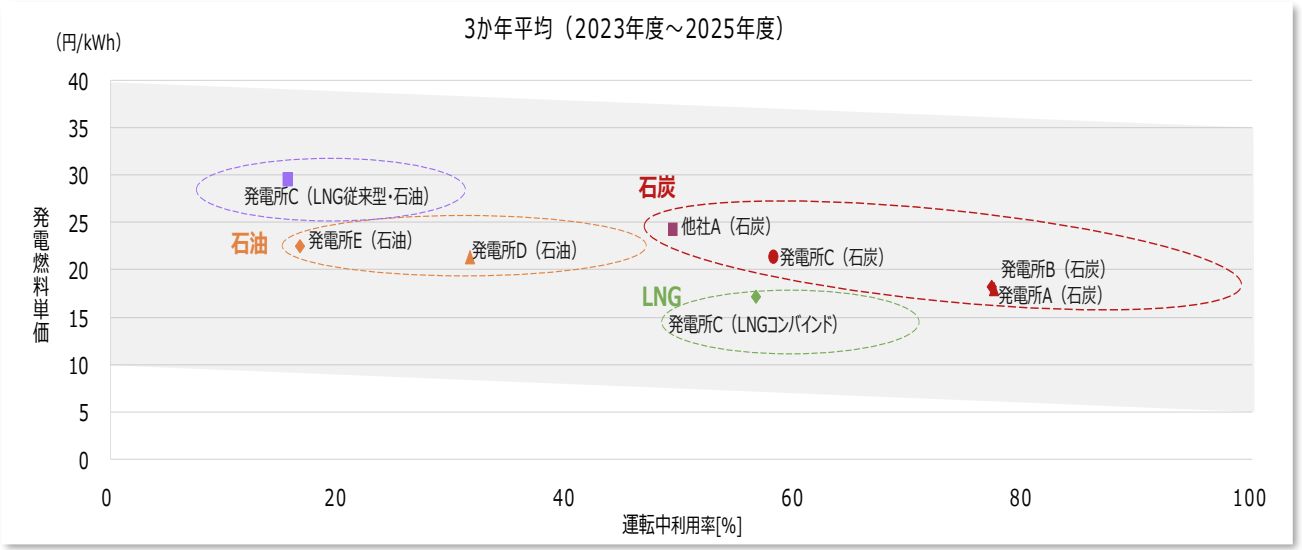
A ：赤線の出力曲線で発生する発電量

B ：定格出力で発電した場合の発電量（黄色塗り部）

審査の結果①（各燃料の調達数量・北陸電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、C（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **C（LNGコンバインド）**は一部のLNG火力よりも発電燃料単価が低いものの、当該プラントの**LNGタンクは一基運用**であり、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（北陸電力）[1]

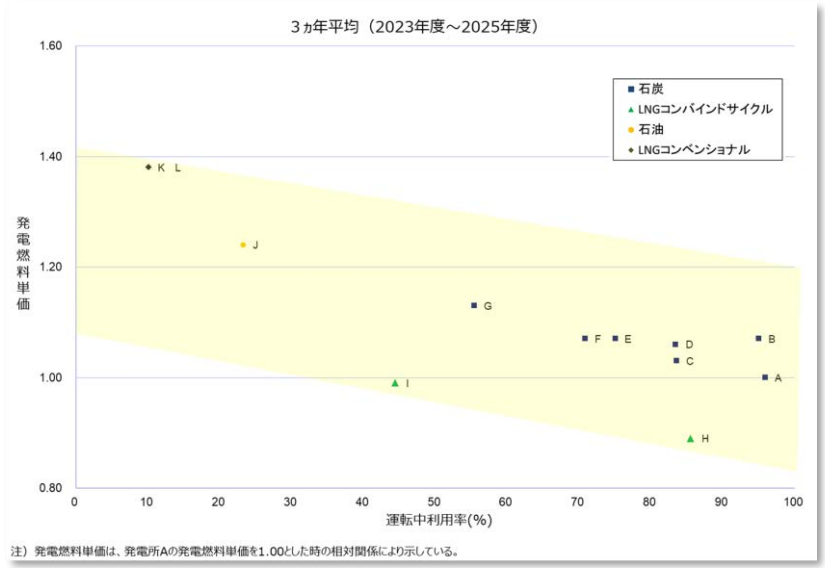


1. 事業者作成資料を抜粋。

審査の結果①（各燃料の調達数量・中国電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、H・I（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **H・I（LNGコンバインド）**については、**稼働率をさらに上げようとすると、中長期契約と比較し高価なスポット契約による調達量を増やす必要**があり、経済性が悪化するため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（中国電力）[1]

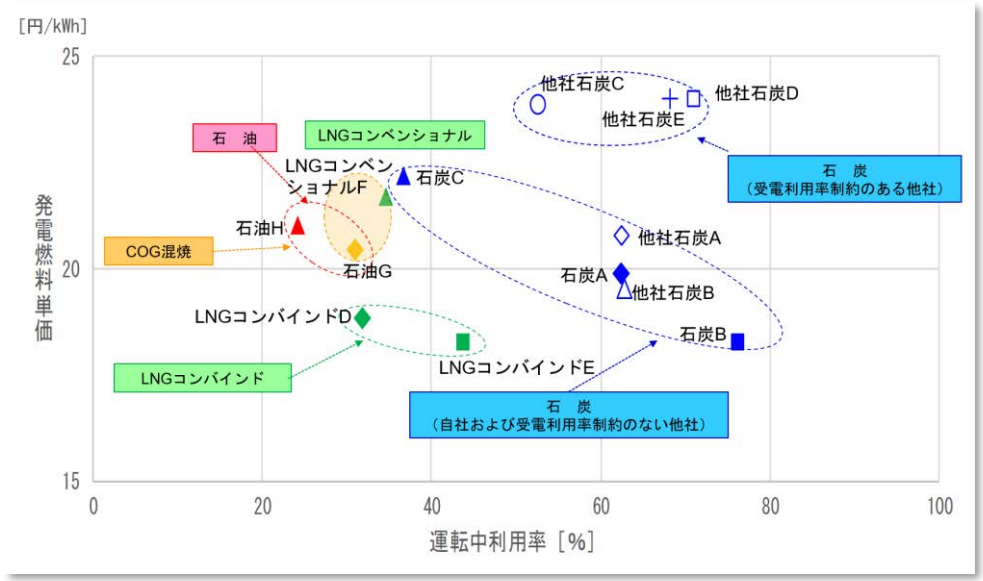


1. 事業者作成資料を抜粋。

審査の結果①（各燃料の調達数量・四国電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、他社石炭C・D・Eについては、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **<u>他社石炭C・D・E</u>**について、**<u>契約により、受電電力量に（上）下限が設定されている</u>**ため、運転中利用率の更なる引き下げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（四国電力）[1]



1. 事業者作成資料を抜粋。

他社火力の利用率制約について

第42回料金制度専門会合
参考資料10を抜粋

2023年4月17日
四国電力株式会社

＜設備利用率の制約（上限・下限）設定の経緯＞

■受電会社（＝当社）

受電メリットを確保するために

・最大限の受電単価低減
・需給状況や市況に合わせた柔軟な運用

を指向

利益相反

■発電事業者

発電事業の持続性を確保するために、総額としては市場価格を意識しつつ基本料金と従量料金の二部料金制とした上で、従量料金については

・燃料調達、保管コスト低減のためには調達量の予見性
・発電単価低減のためには熱効率（一定の稼働率）の維持

が必要との主張

相互協議

双方の主張のうち、利益相反する部分について協議のうえ、**受電単価低減と運用柔軟性のバランスを考慮し、基準の設備利用率を定めたうえで、設備利用率に上下限値を設定した。**

→これにより、石炭価格が一時的に高騰する場合も、下限値以上の受電が必要となっている

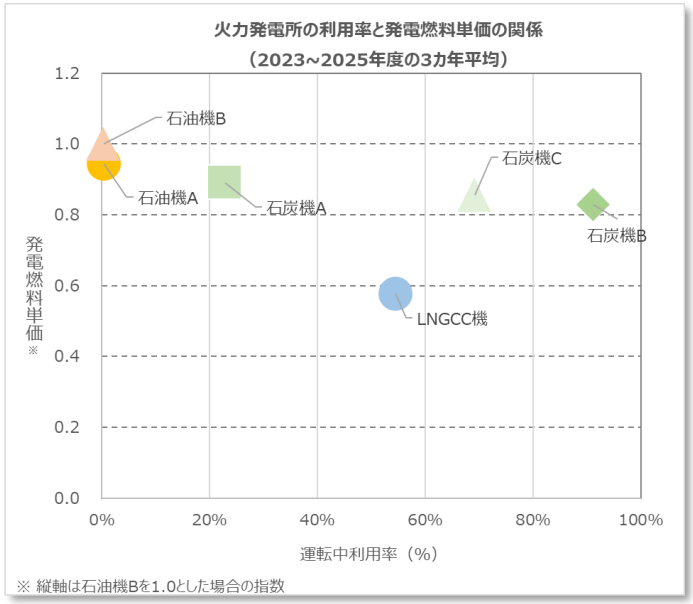
他社火力からの受電については、二部料金制としたうえで設備利用率は、基準利用率から±10%程度を調整可能とすることを念頭※に上記のとおり相互協議し設備利用率を設定している。受電開始以降も契約更新等の機会を捉えて、当社から設備利用率の変動幅拡大（＝下限利用率の引き下げ）に関する見直し協議をお願いしているものの、発電事業者からは、昨今の燃料調達の困難さや流動性の少なさを踏まえると、安定供給と経済的調達の為には従来以上に燃料調達の予見性を高める必要があるとの主張を受けており、以前にも増して設備利用率の見直し協議が困難となっている。

※「新しい火力電源入札の運用に係る指針」（2012年9月18日策定）においては「入札実施会社の電源運用ポートフォリオの中で今後必要となる運転条件（ベース型・ミドル型・ピーク型・予備力型）には一定の制約があると考えられることから、こうした状況を踏まえ、火力入札の募集規模は、運転条件別に指定することを基本とする」旨を規定したうえ、いずれの運転条件においても応札の最低条件として年間利用率が基準利用率から±10%まで調整可能であることを定めている。なお、当社が2015年に実施した火力電源入札では、応募条件として、年間基準利用率を65%~75%の範囲としたうえ、上限値および下限値は年間基準利用率の±10%としている。

審査の結果①（各燃料の調達数量・沖縄電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、LNGCC機については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **LNGCC機**について、**中長期契約による燃料調達を想定**しているため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（沖縄電力）[1]



1. 事業者作成資料を抜粋。

【６－３．燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

石炭（海外炭）の調達単価　概要（1/3）

各社の海外炭の申請調達単価と単価設定の考え方

<table>
<tr><th></th><th></th><th>北海道電力</th><th>東北電力</th><th>北陸電力</th><th>中国電力</th><th>四国電力</th><th>沖縄電力</th></tr>
<tr><td colspan="2">申請調達単価[1]
(円/t)</td><td>55,373</td><td>54,275</td><td>55,110</td><td>55,356</td><td>55,584</td><td>49,741
（石油石炭税等免税）</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単価設定の考え方</td><td>ベース</td><td colspan="3">R4/11月～R5/1月の
全日本通関価格</td><td>R4/11月～R5/1月の
全日本通関価格と
自社調達分平均値
のうち小さいもの</td><td colspan="2">R4/11月～R5/1月の
全日本通関価格</td></tr>
<tr><td>＋ 調達国比率</td><td colspan="4">自社実績ベース</td><td colspan="2">全日本通関ベース</td></tr>
<tr><td>＋ ロシア産の代替先</td><td>豪州産
・アメリカ産
・カナダ産</td><td>豪州産
・インドネシア産
瀝青炭</td><td colspan="2">豪州産のみ</td><td rowspan="3">なし</td><td>なし</td></tr>
<tr><td>＋ 品位の違いによる価格補正</td><td rowspan="2">なし</td><td>インドネシア産のみに瀝青炭と亜瀝青炭[2]で別価格を設定</td><td>全日本の輸入一般炭と自社輸入炭の単位重量当たりの発生熱量の違いを踏まえ価格を補正</td><td rowspan="2">なし</td><td>全石炭に対し瀝青炭と亜瀝青炭[2]で別価格を設定</td></tr>
<tr><td>＋ 輸入船の航海日数の違いによる価格補正</td><td>なし</td><td>○</td><td>なし</td></tr>
</table>

1. 申請調達単価は原価織込のCIF価格に石油石炭税、諸経費を加算したもの。
2. 一般に、発電用に用いられる石炭には瀝青炭と亜瀝青炭の2種が存在し、瀝青炭の方が単位重量当たりの発熱量が大きく高品位とされる。

石炭（海外炭）の調達単価　概要（2/3）

- **価格設定のベースとなる考え方**
  - **中国電力**は調達国別に、**R4/11月～R5/1月の全日本通関価格と、同期間の自社調達価格（加重平均値）のうち、小さい方**を織り込んでいる一方、**北海道電力・東北電力・北陸電力・四国電力・沖縄電力**は、**R4/11月～R5/1月の全日本通関価格**を**調達国別に**織り込んでいる。
- **上記ベースに対する価格補正**
  - **調達国比率**について、**北海道電力・東北電力・北陸電力・中国電力**は、**自社の過去実績**の比率に基づいて織り込んでいる一方、**四国電力・沖縄電力**は、**R4/11月～R5/1月の全日本通関**の比率を織り込んでいる。
    - ただし、前4社はいずれも今後、**ロシア産を他国産へ代替**することを想定。その際、代替先として、**北海道電力**は**豪州産・アメリカ産・カナダ産**、**東北電力**は**豪州産・インドネシア産（瀝青炭）**、**北陸電力・中国電力**は**豪州産**をそれぞれ想定（東北電力・北陸電力・中国電力は代替先がロシア産より単価が高いため、原価は増加している一方で、北海道電力は代替先がロシア産より単価が低いため、原価は減少）。

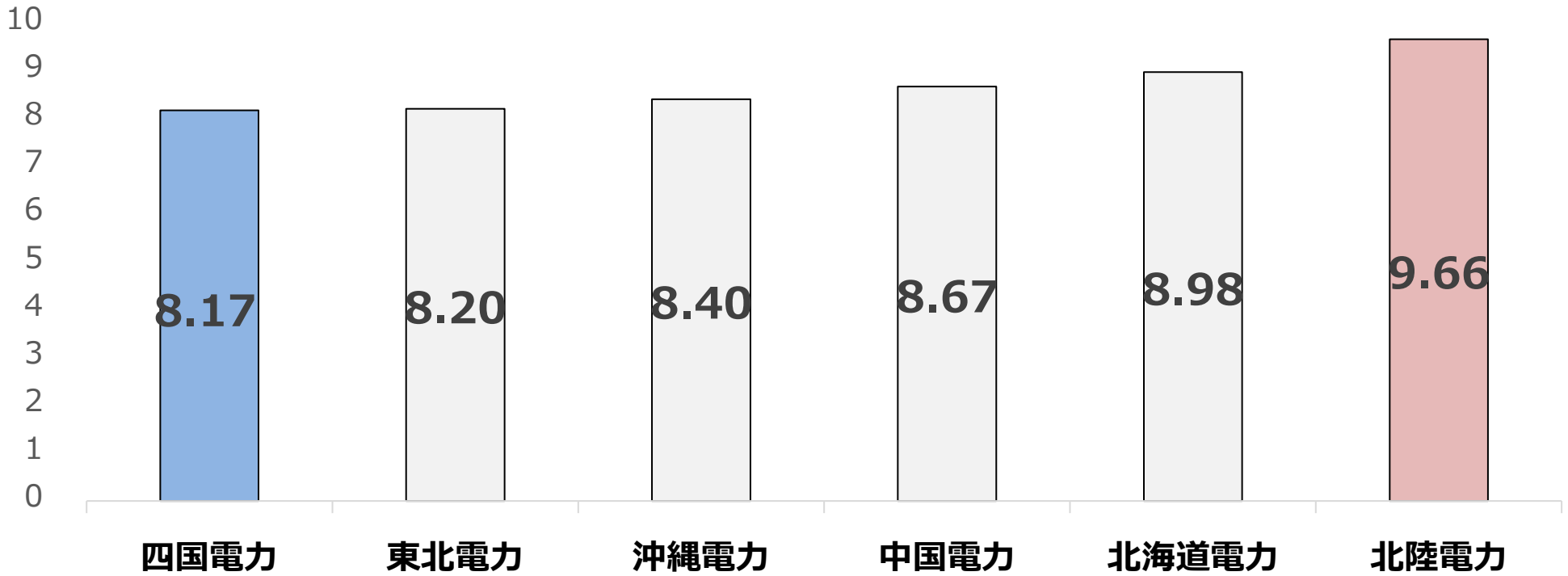
石炭（海外炭）の調達単価　概要（3/3）

- **上記ベースに対する価格補正（続き）**
  - **東北電力・北陸電力・沖縄電力**は石炭の**品位の違いによる価格補正**を織り込んでいる。
    - **東北電力**は**インドネシア産のみ**について、**瀝青炭・亜瀝青炭を区別して費用**を算定（同社はインドネシア産の瀝青炭の調達割合が相対的に大きいため、原価は増加）。
    - **北陸電力**は**全日本の輸入一般炭と自社輸入炭の単位重量当たりの発生熱量の違い**に基づき、価格を補正（後者の熱量の方が大きいと算定して、原価は増加）。
    - **沖縄電力**は**全ての石炭**について、**瀝青炭・亜瀝青炭を区別して費用**を算定（同社は亜瀝青炭の調達割合が相対的に大きいため、原価は減少）。
  - **北陸電力**は**全日本の輸入一般炭と自社輸入炭の輸送船の航海日数の違い**による価格補正を織り込んでいる（後者の日数の方が多いと算定して、原価は増加）。

【参考】単位発生熱量当たりの単価の比較

- R4/11月～R5/1月で各事業者が受け入れた石炭について、発生熱量当たりのCIF単価[1]を算出し、比較すると、**四国電力が最も安く8.17*10^{-3}円/kcal**、**北陸電力が最も高く9.66*10^{-3}円/kcal**となった。

石炭の発生熱量当たりCIF単価の比較（R4/11月～R5/1月実績）



1. 当該期間で各社が受け入れた石炭について、CIF単価、重量、及び積地にて計測した単位重量当たりの発生熱量を基に算出。発生熱量はGAR（Gross as received、石炭の付着水分を含んだままの状態）ベース。

審査における論点②（石炭（海外炭）の調達単価）（1/4）

- **単価（海外炭）**
  - **全般**
    - 過去の石炭燃料費の単価査定においては、各社の申請単価について**重量当たり費用ベース**で審査を行ってきた。
    - 今回の申請においても、**各社は、重量当たり費用をベースとして、“調達国別単価”、“調達国比率”、“品位”、“輸入船の航海日数”といった、調達費用に影響を与えうる各要素について、それぞれ補正を行い**、原価に織り込んでいる。
    - 各社はこうした要素について、言わば所与のものと捉えて補正を織り込んでいる一方で、**例えば、“調達国比率”は調達国の多様化に向けた取組、“品位”は多様な品位の石炭の受入れに向けた取組など、各社におけるこれまでの効率化努力の結果が、各社の差異となって表れていると評価することもできる**。
    - このように考えれば、要素ごとの補正を行わずとも、各社のこれまでの効率化努力が反映された指標として、**発生熱量当たりの調達単価を審査する**ことも考えられるのではないか。
    - 以上を踏まえつつ、今般の審査にあたり、【案１】**重量当たり費用ベース**で審査を行う、【案２】**発生熱量当たり費用ベース**で審査を行う、という2案のいずれがより適切な審査方法と考えられるか。
    - また、いずれの方法においても、他の電気事業者の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるため、**他の電気事業者との比較を通じた査定を行うべきではないか**。ついては、**旧一般電気事業者及びJERAの調達価格を把握するため、電気事業法に基づく報告徴収を行うべきではないか**。

審査における論点②（石炭（海外炭）の調達単価）（2/4）

- **単価（海外炭）（続き）**
  - **【案１】重量当たり費用ベースの査定を採用した場合**
    - **調達国別単価・調達国比率**
      - **調達国別単価**について、効率化努力をどのように織り込んでいるか。**他の電気事業者等の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるべき**ではないか。
      - **調達国比率**について、効率化努力をどのように織り込んでいるか。より単価の低い国からの調達の拡大等、**他の電気事業者等の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるべきではないか**。
      - **ロシアからの石炭輸入の代替**を想定している事業者に関して、**調達国比率の織り込みの考え方は合理的か**。
        - ✓ **ロシア産石炭比率を代替する際に発生するコストを原価に織り込む必要性はある**一方で、国内の全事業者がロシア産石炭を他国産石炭に代替すると想定すれば、全日本平均比率相当の代替コストは**燃料費調整制度を通じて回収することが可能**と考えられることから、**全日本平均比率との差分相当の代替コストだけ織り込むことを認めるべきではないか**。

審査における論点②（石炭（海外炭）の調達単価）（3/4）

- **単価（海外炭）（続き）**
  - **【案１】重量当たり費用ベースの査定を採用した場合（続き）**
    - **品位の違いによる価格補正**
      - 一部事業者が**品位（瀝青炭・亜瀝青炭）の違い**や、**単位重量当たりの発生熱量の違い**に基づき単価を補正しているが、そのような**補正は合理的か**。
      - 仮に単位重量当たりの発生熱量の違いを考慮するのであれば、低品位炭の受入拡大等、**単位熱量当たりの価格がより低い石炭の調達に向けた効率化努力を求めるべきではないか**。
    - **輸入船の航海日数の違いによる価格補正**
      - 一部事業者が**輸入船の航海日数の違いの推計**に基づき単価を補正しているが、運搬コストは事業者の立地以外にも、調達国や調達数量、専用船の有無など様々な要素に基づき事業者ごとに異なると見込まれ、**各事業者の運搬コストの違いを正確に推計することは困難**であることを踏まえ、そのような**補正は認めないべきではないか**。

審査における論点②（石炭（海外炭）の調達単価）（4/4）

- **単価（海外炭）（続き）**
  - **【案２】発生熱量当たり費用ベースの査定を採用した場合**
    - 効率化努力をどのように織り込んでいるか。**他の電気事業者の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるべき**ではないか。

審査の結果②（石炭（海外炭）の調達単価）

- 今回の申請において、各事業者は、重量当たり費用をベースとして、調達国比率、品位、輸入船の航海日数といった、調達費用に影響を与えうる要素についてそれぞれ補正を行い、原価に織り込んでいる。
- 各事業者はこうした要素について、言わば所与のものと捉えて補正を織り込んでいる一方、例えば、調達国比率については調達国の多様化に向けた取組、品位については多様な品位の石炭の受入れに向けた取組など、各社における効率化努力の結果が、各社の差異となって表れていると評価することもできる。
- このように考えれば、要素ごとに補正を行わずとも、各事業者の様々な効率化努力の結果が反映された指標として、**発生熱量当たりの調達単価を審査するべきである**。
- その際、他の電気事業者の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるため、**他の電気事業者との比較を通じた査定を行うべきである**。
- 具体的には、**旧一般電気事業者及びJERAに対する報告徴収を通じて得られる情報に基づき、旧一般電気事業者及びJERAのR4/11月～R5/1月の発生熱量当たり費用の実績値を基にトップランナー査定を行うこととする**。

石炭（国内炭）の調達単価　概要

- **国内炭**
  - 契約価格、もしくは見積価格を基に織り込んでいる。

国内炭の調達単価と調達予定数量（原価算定期間・3年平均、北海道電力のみ）

	調達単価 （円/t）	（参考）調達数量 （万t）
北海道電力・ 国内炭	31,030	47
（参考） 北海道電力・ 海外炭	55,373	377

審査の結果③（石炭（国内炭）の調達単価）

- **単価（国内炭）**
  - 単価について、契約価格あるいは供給者による見積もり価格を織り込んでいることを確認した。

【６－３．燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

LNGの調達単価　概要（1/2）

各社のLNGの申請調達単価と単価設定の考え方

			北海道電力	東北電力	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
申請調達単価[1]（円/t）	中長期契約	価格体系合意済	136,643	125,427	（該当なし）	91,600	135,460	110,978 （石油石炭税等免税）
		価格体系改定予定	105,088	120,889	126,344	（該当なし）	（該当なし）	98,071 （石油石炭税等免税）
	未定分（スポット調達予定）		（該当なし）	226,431	（該当なし）	231,780	135,460	（該当なし）
単価設定の考え方	中長期契約	価格体系合意済	契約価格体系ベース	契約価格体系ベース	（該当なし）	契約価格体系ベース	R4/11月～R5/1月の全日本通関価格（調達国比率は全日本ベース）	契約価格体系ベース
		価格体系改定予定	売主からの最新提示価格体系	現行価格体系の据え置き	R4/11月～R5/1月の全日本通関価格（調達国比率は自社実績ベース）	（該当なし）	（該当なし）	現行価格体系の据え置き
	未定分（スポット調達予定）		（該当なし）	R4/11月～R5/1月の全日本通関統計より独自推計したスポット価格	（該当なし）	R4/11月～R5/1月のJKM実績並み	R4/11月～R5/1月の全日本通関価格（調達国比率は全日本ベース）	（該当なし）

1. 申請調達単価は、原価織込のCIF価格に石油石炭税・諸経費を加算したもの。

LNGの調達単価　概要（2/2）

- **北陸電力・四国電力**では、契約形態（中長期契約・スポット契約）や、原価算定期間の価格体系の合意有無に依らず、全調達量に対し、**一律でR4/11月～R5/1月の全日本通関CIF価格**にて織り込んでいる。
  - 調達国比率については、**北陸電力**は**自社の過去実績**に基づいて、**四国電力**は**全日本通関**に基づいて織り込んでいる。
- 他方、**北海道電力・東北電力・中国電力・沖縄電力**では、**契約形態や原価算定期間の価格体系の合意有無に応じ、別々の価格を織り込んでいる**。
  - **中長期契約分**の内、原価算定期間で**価格体系合意済分**については、**4社全て**が**合意済の価格フォーミュラ**に基づいて価格を織り込み。
  - **中長期契約分**の内、原価算定期間で**価格体系改定予定分**については、**北海道電力**が**売主から提示された最新の価格体系**に基づいて織り込み、**東北電力・沖縄電力**が**現行価格体系**に基づいて織り込み。（中国電力は該当なし）
  - **スポット契約分**については、**東北電力**は**R4/11月～R5/1月の全日本通関統計実績からスポット契約平均調達価格を独自に推計**し、織り込み。**中国電力**は**R4/11月～R5/1月のJKM（日本・韓国向けLNGスポット価格）実績**に基づいて織り込み。（北海道電力・沖縄電力は該当なし）

審査における論点④（LNGの調達単価）（1/3）

- **中長期契約（価格体系合意済・未合意共通）**
  - **論点1.** 中長期契約分について、以下のような事例において、**基本契約数量に対し、個別の契約状況を勘案しつつ、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むこととしてはどうか**。
    - **東北電力・中国電力**の中長期契約先の一つで、**売主よりガスパイプライン事故を理由に不可抗力が宣言されている**。
    - このプロジェクトの調達予定数量について、東北電力・中国電力は、基本契約数量に、買主が行使オプションを持つ上方弾力性の全量を加えた数量よりも小さい数量を織り込んでいる。
    - 不可抗力宣言は、**買主の調達努力が及ばない事情**であることを踏まえて、**不可抗力宣言の影響が発生すると見込んでいる期間においては一定の下方修正を認める**一方で、**上記期間を終えた後は**、他のプロジェクトと同様に、**基本契約数量に対し、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むべきではないか**。

審査における論点④（LNGの調達単価）（2/3）

- **中長期契約（価格体系合意済）**
  - **論点2.** 当該分の単価について、合意済の価格フォーミュラに基づき、適切に算出しているか。
    - 四国電力においては、「マレーシアから日本向けのLNG中長期契約の平均的な価格」という価格体系で合意済み契約が存在。当該契約については、四国電力において正確な費用の織り込みができないため、過去の査定と同様に、**原価算定期間の他の電力会社のマレーシアからのLNG中長期契約価格の平均値を織り込むべきではないか**。
    - その際、**他の電力会社の平均値については**、マレーシアから日本向けの中長期契約が今後順次価格改定を迎える際、**調達各社がそれぞれ効率化努力を行うことを踏まえた査定を行うべきではないか**。

審査における論点④（LNGの調達単価）（3/3）

- **中長期契約（価格体系合意済）（続き）**
  - **論点3.**
    - **東北電力**は、中長期契約先の一つで、**LNG船の共同運用会社と取り決めた配船計画**を理由に、**原価算定期間に織り込むことが可能な最大数量を織り込んでいない**。
    - 本件について、配船計画が当事者間で契約等の文書により正式に取り決められていないことを踏まえ、**LNG船の配船を工夫し、原価算定期間に最大数量を織り込むべきではないか**。
- **中長期契約（価格体系未合意）**
  - **論点4.**
    - 他の電気事業者の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるため、**他の電気事業者との比較を通じた査定を行うべきではないか**。
    - 具体的には、**旧一般電気事業者及びJERAに対する報告徴収を通じて得られる情報に基づき、旧一般電気事業者及びJERAのR4/11月～R5/1月の燃料価格を基にトップランナー査定を行うべきではないか**。

審査の結果④（LNGの調達単価）（1/4）

- **全般**
  - 中長期契約とスポット調達は、価格体系や契約に要するリードタイムをはじめ、大きく性格が異なるものであることに加えて、採録期間であるR4/11月～R5/1月においても、スポット価格は高く、スポット価格と中長期契約価格には有意な差がある。
  - こうした状況を踏まえ、過去の査定どおり、単価に関し、**中長期契約（価格体系合意済）・中長期契約（価格体系未合意）・スポット契約の3類型に分けて査定することとする**。
- **中長期契約（価格体系合意済）**
  - 当該分の単価に関し、合意済の価格フォーミュラに基づき、適切に算出していることを確認した。
  - 四国電力においては、「マレーシアから日本向けのLNG中長期契約の平均的な価格」という価格体系で合意済み契約が存在。当該契約については、四国電力において正確な費用の織り込みができないため、過去の査定と同様、**原価算定期間の他の電力会社のマレーシアからのLNG中長期契約価格の平均値を織り込むこととする**。
  - その際、**他の電力会社の平均値については**、マレーシアから日本向けの中長期契約が今後順次価格改定を迎える際に、**調達各社がそれぞれ効率化努力を行うことを踏まえた査定を行うこととする**。

審査の結果④（LNGの調達単価）（2/4）

- **中長期契約（価格体系合意済）（続き）**
  - 先述のとおり、スポット価格の方が高い状況に鑑みれば、必要なLNG調達量を可能な限り中長期契約で賄うべく、以下のような事例において、**基本契約数量に対し個別の契約状況を勘案しつつ、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むべきである**。
    - **東北電力・中国電力**の中長期契約先の一つで、**売主よりガスパイプライン事故を理由に不可抗力が宣言されている**。
    - このプロジェクトの調達予定数量について、東北電力・中国電力は、基本契約数量に、買主が行使オプションを持つ上方弾力性の全量を加えた数量よりも小さい数量を織り込んでいる。
    - 不可抗力宣言は、**買主の調達努力が及ばない事情**であることを踏まえて、**不可抗力宣言の影響が発生すると見込んでいる期間においては一定の下方修正を認める**一方で、**上記期間を終えた後は**、他プロジェクトと同様に、**基本契約数量に対し、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むことを求め、査定を行う**。

審査の結果④（LNGの調達単価）（3/4）

- **中長期契約（価格体系合意済）（続き）**
  - **東北電力**は、中長期契約先の一つで、**LNG船の共同運用会社と取り決めた配船計画**を理由に、**原価算定期間に織り込むことが可能な最大数量を織り込んでいない**。
  - 本件について、配船計画が当事者間で契約等の文書により正式に取り決められていないことを踏まえ、**LNG船の配船を工夫し、原価算定期間に最大数量を織り込むよう求め、査定を行う**。
- **中長期契約（価格体系未合意）**
  - 他の電気事業者の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるため、**他の電気事業者との比較を通じた査定を行うべきである**。
  - 具体的には、**旧一般電気事業者及びJERAに対する報告徴収を通じて得られる情報に基づき、旧一般電気事業者及びJERAのR4/11月～R5/1月の燃料価格を基にトップランナー査定を行うこととする**。
  - 価格体系合意済分と同様、**基本契約数量に対し、個別の契約状況を勘案しつつ、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むよう求め、査定を行う**。

審査の結果④（LNGの調達単価）（4/4）

- **スポット契約**
  - 過去の査定と同様に、**旧一般電気事業者及びJERAに対する報告徴収を通じて得られる情報に基づき、直近3ヶ月（R4/11月～R5/1月）における旧一般電気事業者及びJERAの平均スポット調達価格を織り込むよう求め、査定を行う**。

【６－３．燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

石油の調達単価　概要

- **重油（主燃用C重油）**
  - **国産重油**
    - **北海道電力・東北電力・北陸電力・中国電力・四国電力**は**R4/11月～R5/1月の元売と大口需要家の間のいわゆるチャンピオン交渉における決定価格**等に基づいて織り込み。
  - **輸入重油**
    - **北海道電力・東北電力**は**契約価格、もしくは過去の受入実績**に基づいて織り込み。
- **原油**
  - （※原価算定期間に調達予定の申請事業者無し。）

	北海道電力	東北電力	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力[2]
申請調達単価[1]（円/kl）	94,460	129,673	93,914	87,831	86,509	–
平均硫黄含有率	2.22%	0.19%	1.90%	2.35%	2.00%	–

1. 申請調達単価は原価織込のCIF価格に石油石炭税、諸経費を加算したもの。2.沖縄電力については、重油を主燃料とする発電所が原価算定期間に稼働予定であるものの、消費量が少ない（年間約3千kl）ため、原価算定期間の主燃料用重油の消費はR5年度期初時点の在庫でまかない、原価算定期間に追加調達は行わない予定。

審査における論点⑤（石油の調達単価）

- **単価**
  - 一般に硫黄含有率が高いほど単価は安いが、硫黄含有率が高いにも関わらず、高い単価が織り込まれていないか。織り込まれている場合、その単価設定は適切か。

審査の結果⑤（石油の調達単価）

- **国産C重油**
  - 北海道電力、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力の5社においては、**自社が原価算定期間で調達予定のC重油の硫黄含有率に合わせ、R4/11～R5/1月の元売と大口需要家の間のいわゆるチャンピオン交渉における決定価格を織り込んでいる**ことを確認した。
  - また、**北海道電力の知内2以外の石油火力、東北電力の秋田火力、北陸電力の富山新港火力**においては、**他の石油火力より硫黄含有率が相対的に低いC重油の利用を想定**していた。これらについては、**地元自治体との公害防止協定に伴い必要な対応である**ことを確認した。
- **輸入C重油**
  - 北海道電力・東北電力においては、契約価格、もしくは過去の受入実績に基づき算出していることを確認した。

【６－３．燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

核燃料費　概要

- 核燃料費は、原価算定期間中に原子炉に装荷されている核燃料に関し、原子力運転計画に基づき、当該核燃料の燃焼度合いに応じ各年度の減損価額（核燃料減損額）を算定し計上。

（億円，億kWh，円/kWh）

	北海道電力			東北電力			北陸電力			中国電力			四国電力			沖縄電力		
	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価
核燃料減損額	－	－	－	21	40	0.51	5	9	0.54	31	45	0.68	42	63	0.67	－	－	－
核燃料減損修正損	－	－	－	2	－	－	－	－	－	－	－	－	1	－	－	－	－	－
濃縮関連費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	0	－	－	－	－	－
合計	－	－	－	23	40	0.57	5	9	0.54	31	45	0.68	43	63	0.69	－	－	－

（注）核燃料減損修正損とは、燃料取出時に設計総燃焼度に対して実績燃焼度の未達がある場合に、電気事業会計規則に基づき費用として計上するもの。

新エネルギー等燃料費　概要

- 東北電力が地熱発電所で調達する蒸気の費用を、蒸気を供給する会社からの見積り及び過去実績を基に算定し計上。

（億円，億kWh，円/kWh）

	北海道電力			東北電力			北陸電力			中国電力			四国電力			沖縄電力		
	蒸気料費	電力量	単価	蒸気料費	電力量	単価	蒸気料費	電力量	単価	蒸気料費	電力量	単価	蒸気料費	電力量	単価	蒸気料費	電力量	単価
蒸気料	－	－	－	49.7	6.47	7.68	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	－	－	－	49.7	6.47	7.68	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－

審査における論点⑥（核燃料費・新エネルギー等燃料費）

- **核燃料費**
  - 前提計画に基づき、原価算定期間中に原子炉に装荷された核燃料の取得原価のうち、当期の燃焼相当分が、核燃料減損額として、法令等に基づき適切に計上されているか。
- **新エネルギー等燃料費**
  - 適切な数量・単価を設定しているか。更なる効率化努力を織り込む余地はないか。

審査の結果⑥（核燃料費・新エネルギー等燃料費）

- **核燃料費**
  - 東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力の4社について、原子力運転発計画に基づき、原価算定期間中の燃焼相当分に比例する形で、核燃料減損額が計上されていることを確認した。
- **新エネルギー等燃料費**
  - 東北電力の蒸気料について、蒸気供給会社による見積り、もしくは過去実績値に基づき算出していることを確認した。

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
- 6－1．　需要想定･供給力
- 6－2．　経営効率化
- 6－3．　燃料費
- **6－4．　購入･販売電力料**
- 6－5．　原子力バックエンド費用
- 6－6．　人員計画･人件費
- 6－7．　修繕費
- 6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
- 6－9．　事業報酬
- 6－10．その他経費
- 6－11．公租公課
- 6－12．控除収益
- 6－13．費用の配賦
- 6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

【６－４．購入･販売電力料】

①購入･販売電力料の概要

②相対取引（購入･販売）

③取引所取引（購入･販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入･販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

関係法令における規定（購入・販売電力料）

- 料金算定規則において、購入電力料（他社購入電源費）については営業費の一部として算定する一方、販売電力料（他社販売電源料）については控除収益の一部として算定し控除することとされている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（営業費の算定）
第三条
２　八　他社購入電源費及び非化石証書購入費　供給計画等を基に算定した額

（控除収益の算定）
第五条　事業者は、控除収益として、他社販売電源料（再生可能エネルギー電気特措法第十七条第一項各号に掲げる方法により供給する電気の料金を除く。第六条、第八条及び第二十条において同じ。）、託送収益（接続供給託送収益を除く。以下同じ。）、電気事業雑収益、預金利息、賠償負担金相当収益及び廃炉円滑化負担金相当収益（以下「控除収益項目」という。）の額の合計額を算定し、様式第一第四表及び様式第二第五表により控除収益総括表及び控除収益明細表を作成しなければならない。
２　控除収益項目の額は、別表第一第一表により分類し、実績値及び供給計画等を基に算定した額とする。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費
２．燃料費、購入電力料については、原価算定期間内に契約が満了するものについて、他の事業者の取組状況や市場の状況を踏まえ、燃料にあっては調達価格の指標（ＣＩＦ価格やＲＩＭ価格等）や諸経費（輸送費及び管理費）の妥当性を確認するとともに共同調達の実施等、購入電力料においては卸電力取引所からの調達や入札等の努力を求め、その取組によって実現可能な効率化を反映する等、個別に可能な限り効率化努力を評価する。また、算定規則第１９条又は第３３条の規定に基づき、変更しようとする特定小売供給約款で設定する料金を算定する場合における燃料費については、数量及び単価の双方について査定を行う。

購入・販売電力料（全体）　申請概要①

単位：百万円

購入・販売電力料				北海道電力				東北電力			
				当初申請（補正前）	補正後		補正前後の差	当初申請（補正前）	補正後		補正前後の差
						現行原価比				現行原価比	
購入電力料	相対	水力	FIT	920	748	618	▲172	10,689	5,743	3,354	▲4,946
			FIT以外	1,116	1,116	▲3,421	0	16,820	16,820	▲13,920	0
		火力		40,362	37,454	▲18,591	▲2,908	328,577	353,973	191,851	25,396
		原子力		-	-	-	-	27,763	27,763	▲6,296	0
		新エネ	FIT	49,677	35,141	20,668	▲14,536	214,138	95,030	82,278	▲119,108
			FIT以外	722	708	427	▲14	5,567	5,389	4,015	▲178
	取引所取引			57,950	70,962	61,671	13,011	292,290	108,747	106,996	▲183,543
	容量拠出金			19,370	19,370	19,370	0	-	-	-	-
	非化石証書購入費			1,864	1,864	1,864	0	5,330	5,330	5,330	0
	その他			22,028	20,523	14,110	▲1,505	472	472	▲108,382	0
	合計			**194,010**	**187,886**	96,716	**▲6,124**	**901,647**	**619,268**	265,226	**▲282,379**
販売電力料	相対卸			33,902	32,328	32,328	▲1,574	225,903	222,262	222,262	▲3,641
	常時バックアップ			19,590	17,845	14,880	▲1,745	69,273	67,564	64,566	▲1,709
	新エネ（FIT）			0	0	0	0	789	789	422	-
	取引所取引			1,581	14,849	14,437	13,268	226,243	90,337	88,814	▲135,905
	容量確保契約金額			23,831	23,831	23,831	0	-	-	-	-
	BS公募			125	125	125	0	-	-	-	-
	調整力公募			4,277	4,277	4,277	0	-	-	-	-
	需給調整市場			4,585	4,585	4,585	0	2,235	2,235	2,235	0
	その他			5,545	5,545	5,545	0	186,227	189,255	▲12,359	3,028
	合計			**93,436**	**103,385**	100,008	**9,949**	**710,670**	**572,443**	365,939	**▲138,227**
購入計ー販売計				**100,574**	**84,500**	-	**▲16,703**	**190,977**	**46,825**	-	**▲144,152**

※補正前・後の数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均。現行原価比の差引対象は、北海道電力は前回改定（2013～2015）、東北電力は前回改定（2013～2015）。
※その他に含まれる主なものは次の通り。【購入】電源紐付でない契約（燃種特定不可）（北海道電力）、他社電源買取の託送料金（東北電力）【販売】電圧調整機能公募（北海道電力）、特定融通（東北電力）
※水力の計上先について：北海道電力は規模に関わらず全て水力に計上。東北電力は、大規模水力は水力、小規模水力・自家発は新エネに計上。

購入・販売電力料（全体）　申請概要②

単位：百万円

購入・販売電力料				東京電力EP				北陸電力			
				当初申請（補正前）	補正後		補正前後の差	当初申請（補正前）	補正後		補正前後の差
						現行原価比				現行原価比	
購入電力料	相対	水力	FIT	49,584	29,102	29,102	▲20,481	3,865	3,285	3,285	▲580
			FIT以外	144,693	130,960	60,458	▲13,733	18,601	17,571	503	▲1,030
		火力		4,148,024	3,793,743	3,212,381	▲354,281	2,945	3,007	1,112	62
		原子力		496,120	496,120	399,577	0	15,161	15,155	▲612	▲5
		新エネ	FIT	509,909	289,981	281,894	▲219,928	30,070	25,309	25,309	▲4,761
			FIT以外	10,998	10,719	▲12,692	▲279	1,143	1,113	▲1,316	▲30
	取引所取引			1,180,434	707,518	701,880	▲472,916	113,409	117,937	117,937	4,528
	容量拠出金			144,038	144,038	144,038	0	17,552	17,552	17,552	0
	非化石証書購入費			22,433	22,433	22,433	0	1,379	1,379	1,379	0
	その他			3,461	3,461	3,461	0	▲330	▲330	▲4,441	0
	合計			**6,709,694**	**5,628,075**	4,842,531	**▲1,081,618**	**203,795**	**201,978**	160,706	**▲1,817**
販売電力料	相対卸			552,190	460,286	460,286	▲91,904	60,891	53,257	53,257	▲7,633
	常時バックアップ			271,016	218,226	205,121	▲52,790				
	新エネ（FIT）			0	0	0	0	16,942	16,942	16,942	0
	取引所取引			669,224	408,780	407,732	▲260,444	115,596	90,287	90,287	▲25,310
	容量確保契約金額			5,443	5,443	5,443	0	16,896	16,896	16,896	0
	BS公募			0	0	0	0	23	23	23	0
	調整力公募			1,081	1,081	1,081	0	2,565	2,565	2,565	0
	需給調整市場			11,067	11,067	11,067	0	4,054	4,054	4,054	0
	その他			21,026	20,490	▲121,155	▲536	2,200	2,200	▲59,716	▲162
	合計			**1,531,046**	**1,125,373**	969,575	**▲405,674**	**219,167**	**186,061**	124,308	**▲ 33,105**
購入計ー販売計				**5,178,647**	**4,502,703**	-	**▲675,945**	**▲15,372**	**15,916**	-	**31,289**

※補正前・後の数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均。現行原価比の差引対象は、東京電力EPは前回改定（2012～2014）、北陸電力は現行（2008）。
※その他に含まれる主なものは次の通り。【購入】DR分（東京電力EP）、効率化額（北陸電力）【販売】原子力広域融通（東京電力EP）、効率化額（北陸電力）
※水力の計上先について：東京電力EPは規模に関わらず全て水力に計上。北陸電力は、大規模水力は水力、小規模水力・自家発は新エネに計上。

購入・販売電力料（全体）　申請概要③

単位：百万円

購入・販売電力料				中国電力				四国電力			
				当初申請（補正前）	補正後		補正前後の差	当初申請（補正前）	補正後		補正前後の差
						現行原価比				現行原価比	
購入電力料	相対	水力	FIT	1,260	1,106	1,106	▲154	(新エネに含む)	-	-	-
			FIT以外	2,092	2,092	▲ 6,340	0	6,332	6,332	▲1,396	0
		火力		326,670	329,005	172,250	2,335	119,396	109,693	59,766	▲9,702
		原子力		-	-	-	-	-	-	-	-
		新エネ	FIT	115,823	100,257	100,257	▲15,566	58,627	47,269	43,252	▲11,358
			FIT以外	3,589	3,607	▲1,339	18	1,127	1,127	1,057	0
	取引所取引			▲3,155	▲11,818	▲11,818	▲8,663	29,066	31,767	30,735	2,701
	容量拠出金			33,655	33,655	33,655	0	16,369	16,369	16,369	0
	非化石証書購入費			1,319	1,317	1,317	▲2	1,161	1,159	1,159	▲2
	その他			5,556	5,039	4,159	▲518	-	0	▲1,349	0
	合計			**486,809**	**464,260**	293,247	**▲22,549**	**232,077**	**213,714**	149,591	**▲18,363**
販売電力料	相対卸			77,690	75,374	75,374	▲2,316	65,173	56,455	48,704	▲8,718
	常時バックアップ			15,381	14,835	13,268	▲547	13,786	13,753	12,103	▲32
	新エネ（FIT）			32,116	32,116	32,116	0	546	546	546	0
	取引所取引			8,200	1,237	1,237	▲6,963	70,409	46,092	43,685	▲24,318
	容量確保契約金額			22,588	22,588	22,588	0	16,824	16,824	16,824	0
	BS公募			1,255	1,255	1,255	0	1,212	1,212	1,212	0
	調整力公募			3,240	3,240	3,240	0	1,408	1,408	1,408	0
	需給調整市場			7,121	3,794	3,794	▲3,327	4,966	5,450	5,450	484
	その他			57,193	55,218	32,614	▲1,976	80	80	▲6,116	0
	合計			**224,784**	**209,656**	185,486	▲15,129	**174,404**	141,819	123,815	▲32,585
購入計ー販売計				**262,025**	**254,604**	-	**▲7,421**	**57,674**	**71,895**	-	**14,222**

※補正前・後の数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均。現行原価比の差引対象は、中国電力は現行（2008）、四国電力は前回改定（2013～2015）。
※その他に含まれる主なものは次の通り。【購入】域外需要分充足のための域外調達（中国電力）【販売】小売事業者向け以外の相対販売（中国電力）、VPP事業による販売（四国電力）
※水力の計上先について：中国電力は規模に関わらず全て水力に計上。四国電力は、大規模水力は水力、小規模水力・自家発は新エネに計上。
※中国電力の取引所取引（購入）がマイナスの理由は、市場差替に伴う燃料焚き減らし分を燃料費ではなく購入電力料に計上しているため。
※需給調整市場（販売）の補正前後の差：中国電力は市場価格及び限界費用の見直しによる逸失利益の変動分。四国電力は第39回本会合での議論を踏まえた未回収固定費等の織り込み額の見直し。

購入・販売電力料（全体）　申請概要④

単位：百万円

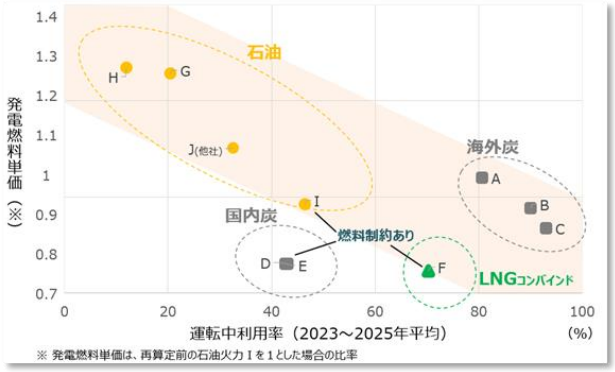
購入・販売電力料				沖縄電力			
				当初申請（補正前）	補正後		補正前後の差
						現行原価比	
購入電力料	相対	水力	FIT	193	150	150	▲43
			FIT以外	-	-	▲37	-
		火力		39,264	40,004	26,460	740
		原子力		-	-	-	-
		新エネ	FIT	9,598	6,200	6,200	▲3,397
			FIT以外	347	347	▲9	0
	取引所取引			-	-	-	-
	容量拠出金			-	-	-	-
	非化石証書購入費			32	32	32	0
	その他			1,228	1,023	1,023	▲205
	合計			**50,662**	**47,757**	-	**▲2,905**
販売電力料	相対卸 常時バックアップ			13,471	12,674	12,674	▲797
	新エネ（FIT）			-	-	-	-
	取引所取引			-	-	-	-
	容量確保契約金額			-	-	-	-
	BS公募			-	-	-	-
	調整力公募			-	-	-	-
	需給調整市場			-	-	-	-
	その他			-	-	-	-
	合計			**13,471**	**12,674**	12,674	▲797
購入計ー販売計				**37,191**	**35,083**	-	**▲2,108**

※今回申請は、原価算定期間（2023～2025）の平均。現行原価比の差引対象は、沖縄電力は現行（2008）。
※その他に含まれる主なものは次の通り。【購入】小売事業者からの購入契約（燃種特定不可）（沖縄電力）
※水力の計上先について：沖縄電力は規模に関わらず全て水力に計上。
※非化石証書購入費について、12/26料金制度専門会合では30百万円と記載したが、正しくは32百万円であった。

メリットオーダーの確認（北海道電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、D･E（国内炭）、F（LNGコンバインド）、I（石油）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **D･E（国内炭）**については、北海道電力が、**非効率石炭火力フェードアウトへの対応を考慮し、2026年度末に廃止する予定**であり、それに伴い国内炭事業者も採掘･運搬体制を段階的に縮小していることから、運転中利用率の更なる引き上げは困難。
  - **F（LNGコンバインド）**については、**中長期契約による燃料調達を想定**しているため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。
  - **I（石油）**では**特注の高粘度重油[1]を使用しており、生産量が限られている**ため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（北海道電力）[2]

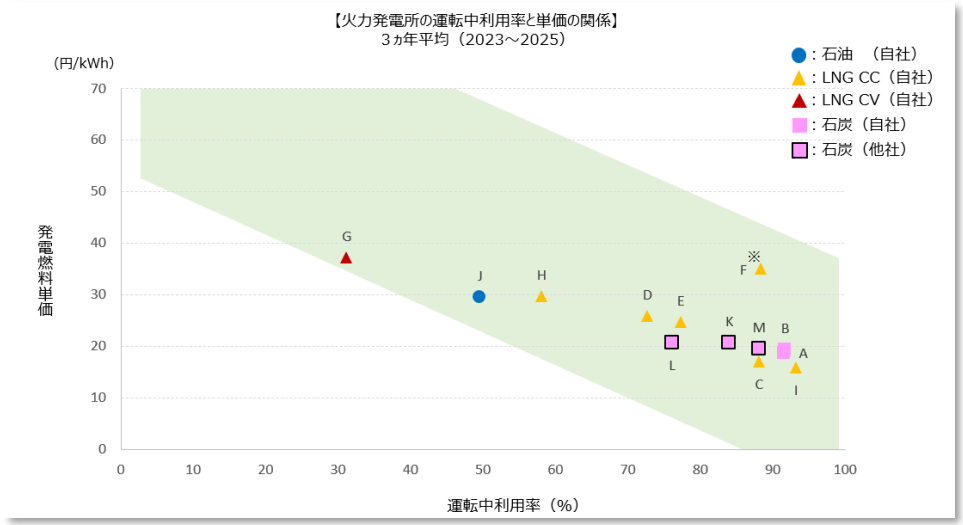


1. Iは当初ベネズエラ産オリマルジョン（天然オリノコを原料に水と界面活性剤を加えた燃料）を燃料とし発電することを想定し建設されたが、ベネズエラにおけるオリマルジョンの生産が停止されたため、現在はその代替燃料として、石油元売りに特注の高粘度重油を製造してもらい、それを用いて発電している。
2. 事業者作成資料を抜粋。

メリットオーダーの確認（東北電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、F（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **<u>F（LNGコンバインド）</u>**は一部のLNG火力よりも発電燃料単価が高いものの、**<u>最低出力が高く、負荷調整は発停止により行う</u>**という特異的な特性があるため、運転中利用率の更なる引き下げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（東北電力）[1]

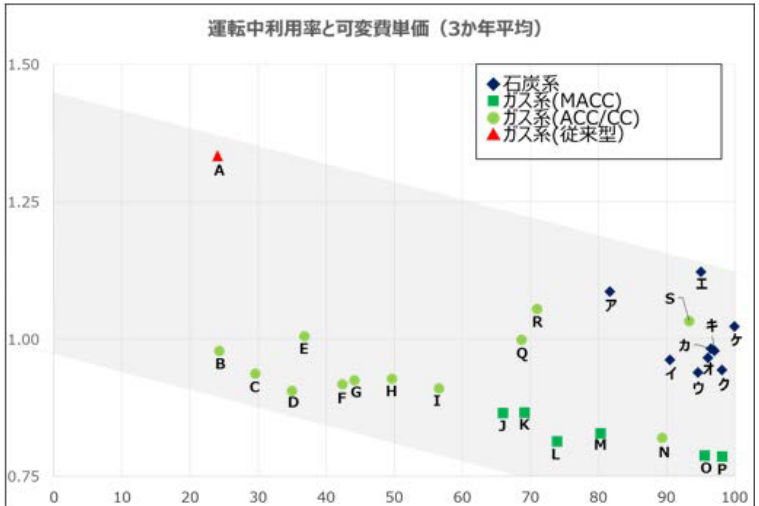


1. 事業者作成資料を抜粋。

メリットオーダーの確認（東京電力EP）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。（※発販分離した小売会社であるため、対象は他社発電所のみ）
- ただし、下図のB～M（LNGコンバインド）、Q～S（LNGコンバインド）、A（LNG従来型）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **B～M（LNGコンバインド）**は、**中長期契約による燃料調達**を想定しているため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。
  - **Q～S（LNGコンバインド）**は、**都市ガス購入先との契約における年間負荷率遵守、副生ガス消費**のため、運転中利用率の引き下げは困難。
  - **A（LNG従来型）**は、**LNG基地のBOG（タンク内気化ガス）消費のため、一定出力以上での運転が必要**となるため、運転中利用率の更なる引き下げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（東京電力EP）[1]

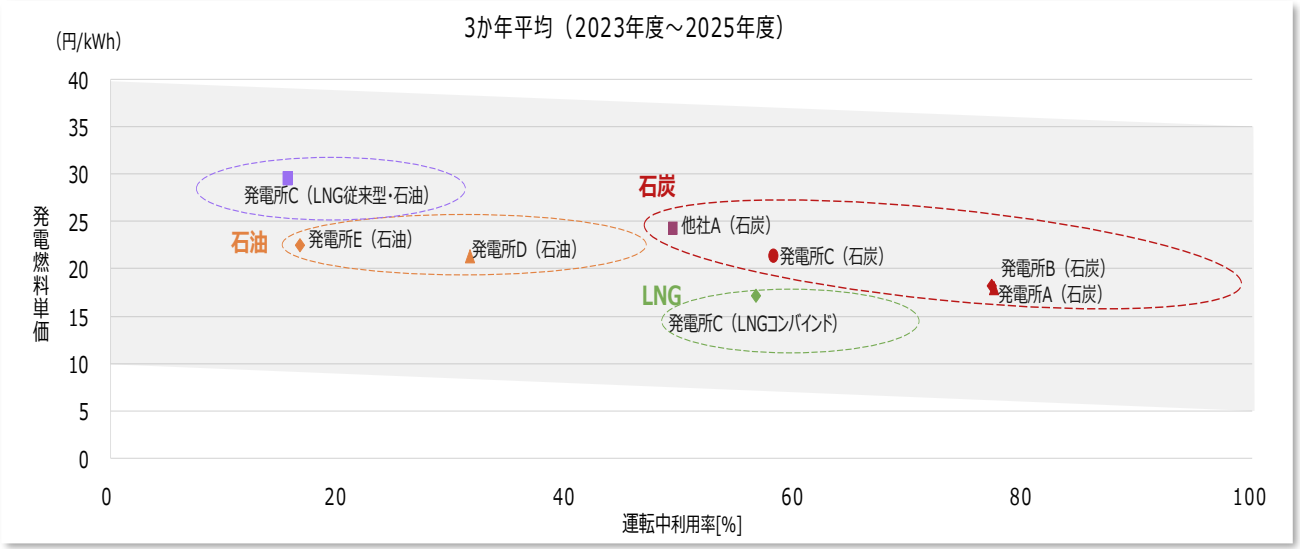


1. 事業者作成資料を抜粋。

メリットオーダーの確認（北陸電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、C（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **C（LNGコンバインド）**は一部のLNG火力よりも発電燃料単価が低いものの、当該プラントの**LNGタンクは一基運用**であり、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（北陸電力）[1]

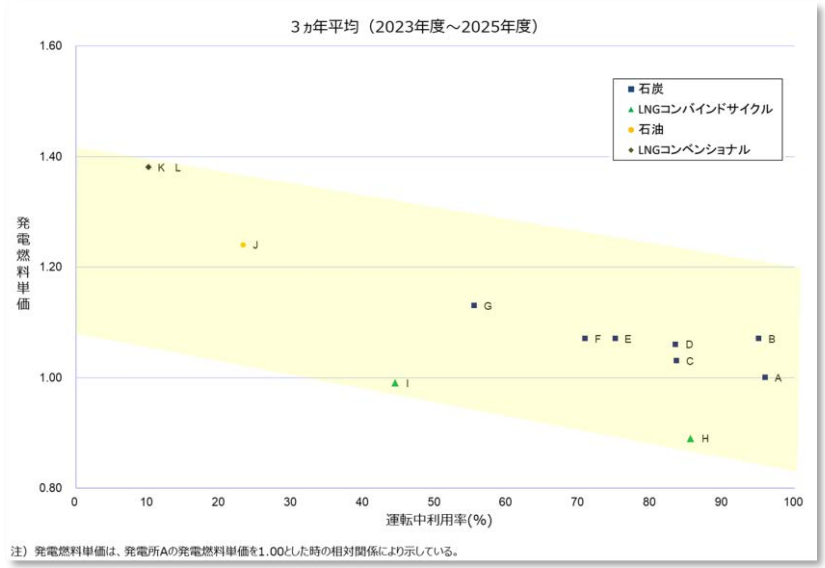


1. 事業者作成資料を抜粋。

メリットオーダーの確認（中国電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、H・I（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **H・I（LNGコンバインド）**については、**稼働率をさらに上げようとすると、中長期契約と比較し高価なスポット契約による調達量を増やす必要**があり、経済性が悪化するため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（中国電力）[1]

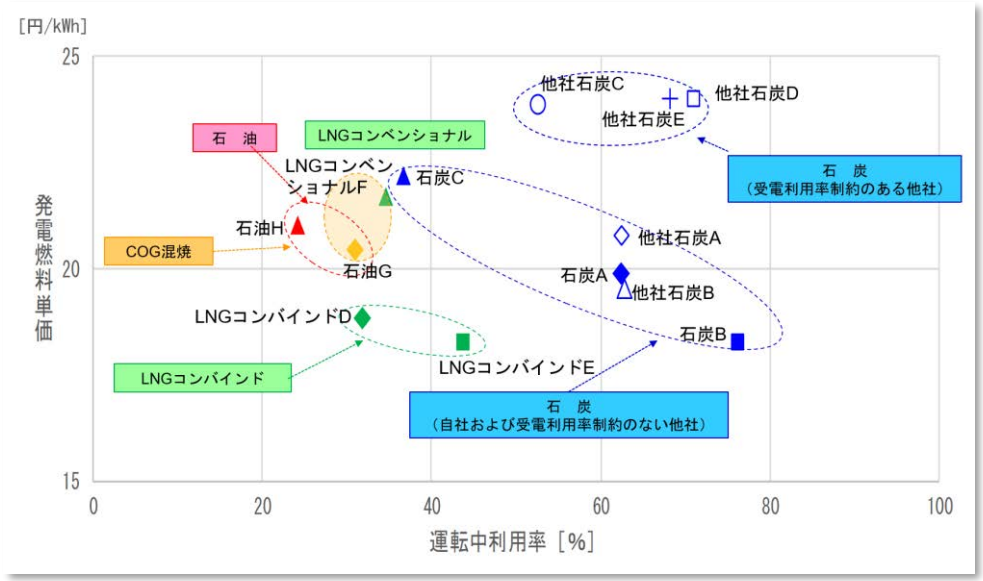


1. 事業者作成資料を抜粋。

メリットオーダーの確認（四国電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、他社石炭C・D・Eについては、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **<u>他社石炭C・D・E</u>**について、**<u>契約により、受電電力量に（上）下限が設定されている</u>**ため、運転中利用率の更なる引き下げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（四国電力）[1]

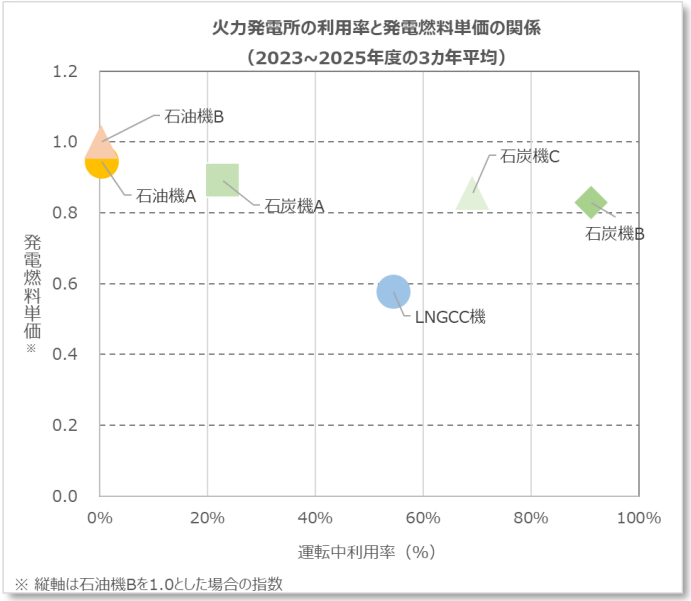


1. 事業者作成資料を抜粋。

メリットオーダーの確認（沖縄電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づいて電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、LNGCC機については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **LNGCC機**について、**中長期契約による燃料調達を想定**しているため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（沖縄電力）[1]



1. 事業者作成資料を抜粋。

【６－４．購入･販売電力料】

①購入･販売電力料の概要

②相対取引（購入･販売）

③取引所取引（購入･販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入･販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

購入・販売電力料（全体）　量・単価比較

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

		北海道電力			東北電力			東京電力EP※1		
		電力料	量	単価	電力料	量	単価	電力料	量	単価
購入	相対	39,278	1,710	22.97	403,946	17,121	23.59	4,435,003	199,194	22.26
	FIT購入	35,889	2,179	16.47	100,773	6,086	16.56	319,084	16,909	18.87
	取引所取引	70,962	3,973	17.86	108,747	5,050	21.53	707,518	33,469	21.14
	合計	146,129	7,862	**18.59**	613,466	28,257	**21.71**	5,461,605	249,572	**21.88**
販売	相対卸＋常時BU	50,173	1,867	26.87	289,826	9,725	29.80	699,002	30,165	23.17
	新エネ（FIT）	0	0	0.00	789	43	18.35	0	0	0.00
	取引所取引	14,849	704	21.09	90,337	3,338	27.06	408,780	19,658	20.80
	合計	65,022	2,571	**25.29**	380,953	13,106	**29.07**	1,107,782	49,823	**22.23**
（参考）市場価格		20.97円/kWh（東エリア）								

		北陸電力			中国電力※2			四国電力			沖縄電力※3		
		電力料	量	単価	電力料	量	単価	電力料	量	単価	電力料	量	単価
購入	相対	36,847	1,775	20.75	334,704	16,577	20.19	117,152	5,566	21.05	41,374	1,500	27.58
	FIT購入	28,594	1,852	15.44	101,363	6,864	14.77	47,269	3,205	14.75	6,350	388	16.37
	取引所取引	117,937	6,962	16.94	27,484	2,036	13.50	31,767	2,090	15.20	0	0	0.00
	合計	183,377	10,589	**17.32**	463,551	25,477	**18.20**	196,187	10,861	**18.06**	47,724	1,888	**25.28**
販売	相対卸＋常時BU	53,257	3,505	15.19	90,208	3,584	25.17	70,208	3,625	19.37	12,674	562	22.55
	新エネ（FIT）	16,942	706	23.99	32,116	1,343	23.92	546	37	14.77	0	0	0.00
	取引所取引	90,287	4,541	19.88	7,284	199	36.56	46,092	2,200	20.95	0	0	0.00
	合計	160,486	8,752	**18.34**	129,608	5,126	**25.28**	116,846	5,862	**19.93**	12,674	562	**22.55**
（参考）市場価格		17.85円/kWh（西エリア）									19.41円/kWh（東西エリア平均）		

※1 購入＞相対は、購入電力料＞その他（DR分）も含む。販売＞相対卸＋常時BUは、販売電力料＞その他（原子力広域融通等）を含む。
※2 取引所取引は、経済差替による焚き減らし（購入）、余剰販売による炊き増し（販売）に係る燃料費増減分を除外した数字。
※3 購入＞相対は、購入電力料＞その他（小売事業者からの購入契約（燃種特定不可））分を含む。

審査における論点①（購入電力料と販売電力料の関係）

- 全ての事業者で、現行原価に比べ、購入電力料（費用）、販売電力料（収益）ともに大幅に増加しているが、**購入単価と販売単価の考え方には整合性はあるか**（例えば、購入単価が高くなる一方、販売単価が低いといったことはないか）。

審査の結果①（購入電力料と販売電力料の関係）

- 各社の購入電力料と販売電力料の平均単価を比較すると、**沖縄電力を除く各社において、販売電力料の平均単価が購入電力料の平均単価を上回っている**。言い換えれば、卸売を行うことによって原価の圧縮に寄与している。
- 一方で、**沖縄電力においては、購入電力料の平均単価（25.28円/kWh）が販売電力料の平均単価（22.55円/kWh）を上回っている**。言い換えれば、卸売を行うことによって調達価格との差損が生じ、その分原価が増加している。
- この点について、**沖縄電力**について、**購入分と販売分の負荷パターンの違いを考慮した上で、購入電力料が販売電力料を上回る部分については、控除収益として織り込むこととし、その差額を料金原価から減額する**。

審査における論点②（相対取引（購入）に係る効率化努力）

- 購入電力料について、固定費の削減等、**十分な効率化努力が織り込まれているか**。
- **過去の審査**においては、相対購入価格について、審査要領における「基本的な考え方」に基づき、申請後に契約を締結し、又は契約締結に係る交渉を行うものに関しては、コスト削減を求めることが困難な費用※を除き、**申請者に求める効率化努力の水準を織り込んだ査定（10%減額）**を実施している。

  ※ 市場価格がある商品・サービスの単価、既存資産の減価償却費、公租公課など

- 加えて、同じく、審査要領における「基本的な考え方」に基づき、**申請事業者の関係会社との取引に関しては、**一般管理費等について、削減を求めることが困難であるものを除き、**出資比率等を勘案し、申請事業者に求める効率化努力の水準と比較しつつ査定**を実施している。
- 今般の審査においても、**過去の審査における考え方を踏襲するべきか**。その際、効率化努力を求める水準についても、過去の査定方針に倣って、別途、**経営効率化のパートで設定される効率化目標を踏まえて、設定するべきか**。

【参考】過去の査定方針（2014年・中部電力）

３．購入・販売電力料
（４）その他の検討結果
② 効率化努力
購入電力料、販売電力料とも、原価算定期間内に契約期限を迎えないものについては、契約内容を確認し、適正に算定されていることを確認した。
今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

基本的な考え方
（３）資材調達や工事・委託事業等に係る費用であって、**申請後に契約を締結し、又は契約締結に係る交渉を行うものについては、削減を求めることが困難であるものを除き、これまでの入札の実施等による効率化努力の実績や他の事業者の効率化努力との比較を行いつつ査定を行う**。
これまでの関西電力、九州電力、東北電力、四国電力及び北海道電力（以下、「関西電力等」という。）の査定においては、調達発注価格を決める際の主要な構成要素の一つで ある委託人件費について東京電力のものと比較し、コスト削減前の東京電力と概ね同様の水準であることを確認した上で、東京電力が「東京電力に関する経営・財務調査委員会」等の第三者による確認を受け10%の調達価格削減を織り込んだ例を勘案し、**各費用項目の性格に応じ、コスト削減を求めることが困難である費用（※1）を除き、コスト削減額が原則10%に満たない場合には、未達分を減額査定したところ**である。その際各電力が震災後に行った取組のうち、原価織り込み前に削減したものについては、未達分から除外して算定したところである。
今回の中部電力の申請についても、この方針に沿って査定を行うことが適当である。**中部電力は申請原価上、設備投資及び修繕費等（※2）の資機材・役務調達のうち、今後契約を締結するものについて、①東日本大震災前の価格水準から 10%の調達価格を削減することと、②子会社・関係会社との契約取引に係る費用のうち一般管理費等のコスト削減可能な部分についても、出資比率に応じ10%の調達価格を削減することを基本方針**とし、これらを合わせた平均10.31%（うち子会社・関係会社取引分 0.31%）を設備投資及び修繕費等への効率化として織り込んでいる（コスト削減を求めることが困難な費用を除く）。この効率化の水準は東京電力及び関西電力等の査定水準と同等である

※1 コスト削減が困難な費用の例・・・市場価格がある商品・サービスの単価、既存資産の減価償却費、公租公課 等
※2 設備投資、修繕費、固定資産除却費、廃棄物処理費、委託費、普及開発関係費、研究費、養成費等。

（４）**申請事業者の関係会社との取引に係る費用のうち、一般管理費等については、削減を求めることが困難であるものを除き、出資比率等を勘案し、申請事業者に求める効率化努力の水準と比較しつつ査定を行う。**

（出所）中部電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針（2014年4月経済産業省）

審査の結果②（相対取引（購入）に係る効率化努力）

- 相対購入価格について、申請後に契約を締結し、又は契約締結に係る交渉を行うものに関しては、コスト削減を求めることが困難な費用※を除き、**既に織り込まれている効率化努力分が合理的である場合には、その足らざる部分について、申請者に求める水準（経営効率化パートにおける発電部門の効率化係数）の効率化努力を求め、料金原価から減額する**。

  ※ 市場価格がある商品・サービスの単価、既存資産の減価償却費、公租公課など

- 加えて、**申請事業者の関係会社との取引に関しては、**一般管理費等について、削減を求めることが困難であるものを除き、**出資比率等を勘案し、申請事業者に求める水準（経営効率化パートにおける発電部門の効率化係数）の効率化努力を求め、料金原価から減額する**。

審査における論点③（相対取引（購入）に係る効率化努力）（発販分離した小売会社におけるグループ内取引の考え方）

- 発販分離した小売事業者におけるグループ内の発電事業者からの購入電力料に関して、委員からは、**内外無差別が貫徹していて、本当に競争的な状況になっているのであれば、一体会社と別のやり方をすることはあり得る**が、そうではなく、**資本関係が一定程度あり、密接な取引になっていて、コストベースで取引しているときには、今までと全く同じやり方をする方が自然**、との指摘があった。
- こうした指摘を踏まえて、**東京電力EPにおけるJERAからの購入電力料について、どのように考えるべきか**。
- グループ内取引とは言え、異なる事業者間の契約に基づく取引であり、他の事業者からの調達と同様に、**市場の中で調達してきたものと捉え、他の事業者からの調達と同様の効率化を求めることとするべきか**。
- あるいは、異なる事業者間の契約に基づく取引とは言え、グループ内で優先的に確保されたものであり、**他の事業者からの調達とは位置づけが異なるものと捉え、他の事業者からの調達と同様の効率化に加え、さらなる効率化を求めることとするべきか**。

【参考】委員からの指摘事項

○（略）分社化された事業者の場合には、別のやり方をする可能性はあるのかもしれないのだけれども、同じやり方をすることも当然あり得るのだと思います。その分社化した会社は、今回の５社には入っていないので、今議論する意味はないのですが、今後出てきたときにも、**内外無差別が貫徹していて、本当にコンペティティブな状況になっているのであれば、別のやり方をすることはあり得ると思いますが、そうでなければ、資本関係が一定程度あり、密接な取引になっていて、コストベースで取引しているときには、今までと全く同じやり方をするのも重要な選択肢だし、むしろそちらのほうが自然**だと思います。（略）（第29回会合　松村委員）

○他社購入電力に関して、出資しているところについては固定費削減の努力はちゃんとされているかどうかというのは、私はちょっと理解しかねるし、賛成しかねます。まず第一に、出資の比率にもよるんですけれども、**それなりの比率、連結決算の対象になるぐらいの大きな出資をしているようなところであれば、本来は自社の電源と同様にコストを積み上げるというのが原則**だと思います。もしそうしなければ、高く買い過ぎる、**コストベースでなく高く買い過ぎるということをしたとして、料金はつり上げられるんだけれども、一方で出資に応じて他社で発生した収益というのは回収できるということになってしまう**ので、そのようなことをするのはとてもアンフェアだと思います。原則はコストの積み上げですが、ただ**一方で、他社なのでコストについて教えていただくというのができない、先方あるいは購入側のほうが拒否してできないということであればやむを得ないので、電源の構成だけ明らかにした上でトップランナーの方式でコストを積み上げ、それが適正な価格だというふうに査定すれば簡単にできる**と思います。例えば託送部門で、鉄塔というのを他社から購入してくるのだから、買ってきた金額というのはそのまま認めますと。コスト削減の努力ちょっとしているかどうかをちらっと見るとか、そういう程度ではなくて、ヤードステックとトップランナーというのを組合せて厳しく査定しているということを考えれば、他社から購入しているのだから少しだけ見ますというのはかなり変だと思います。出資関係がなくてもそういうことをしているのに、なおさら出資しているところであればかなり変だと思います。もちろん託送とこちらでは公共性の程度が違うということで違うやり方をする。だから、ある意味でコストの積み上げというのを原則として認めるということは当然入っているわけで、違うというのは分かりますが、コストの積み上げができないということであれば、それをやるしかないのではないかと思います。**それぞれの電源ごとに、ＬＮＧ火力だったら燃料費も含めてトップのところはこれぐらいのコスト、石炭ならこれぐらいのコストというのを積み上げるということをして査定するというやり方だってあり得る**と思います。**他社の購入だからというので甘くなるのではないかということは、一番大きな事業者のところで甚大な影響が出てくるという可能性があると思いますので、これについては慎重に考えていただければ**と思いました。（第30回会合　松村委員）

審査の結果③（相対取引（購入）に係る効率化努力）（発販分離した小売会社におけるグループ内取引の考え方）（1/2）

- 委員からは、**競争的な市場からの調達と捉える**のがよい、**他事業者からの購入電力料と同様に審査すればよい**のではないか、との指摘があった一方、**完全な他社ではないのが重要なポイント**、**他社における自社発電と比較しトップランナー水準で調達できているか確認すべき**ではないか、との指摘もあった。また、**東電EPがJERAからの調達価格の適正性について説明すること、透明性が重要**、との指摘もあった。
- こうした指摘を踏まえれば、**東電EPにおけるJERAからの調達価格が適正な水準となっているか、他の事業者からの調達よりも丁寧に確認する必要がある**と考えられる。特に、**市場における競争的な調達価格となっているか、という観点から確認する必要がある**。
- 具体的には、**①東電EPにおけるJERAからの相対購入価格が、市場価格と比較して適正な水準か**、**②東電EPにおけるJERAからの相対購入価格が、他事業者における相対購入契約と比較して適正な水準か**、**といった観点から確認する**こととする。

審査の結果③（相対取引（購入）に係る効率化努力）（発販分離した小売会社におけるグループ内取引の考え方）（2/2）

【①相対購入価格が市場価格と比較して適正な水準か】

- JERAからの相対購入が、少なくとも電力スポット市場からの調達よりも効率的か、確認する必要がある。
- この点について、**JERAからの購入電力料が、同量を全て電力スポット市場（東エリア）で調達した場合の費用を下回っており**、**電力スポット市場からの調達よりも効率的**であることを確認した。

【②相対購入価格が他事業者の相対購入契約と比較して適正な水準か】

- 東電EPにおけるJERAからの相対購入がどの程度効率的か、他のみなし小売電気事業者の申請における相対購入と比較し、他社の方が効率的な場合には、その差分について東電EPに効率化を求めるべきである。
- 具体的には、**スポット市場価格で調達した場合の費用に対する、原価上の相対購入電力料の比率**について、**東電EPより当該比率の低い（調達が効率的である）事業者の水準まで効率化努力を求める（トップランナー査定を行う）こととし、申請との差分を料金原価から減額する**。

(具体的なイメージ)

A社　①原価上の相対購入電力料＝90、②同量をすべてスポット市場調達した場合の費用＝100
②に対する①の比率＝90%

東電EP　①原価上のJERAからの相対購入電力料＝475、②同量をすべてスポット市場調達した場合の費用＝500
②に対する①の比率＝95%

⇒東電EPに対して、A社の比率である90%までの効率化を求める

審査における論点④（相対取引（購入のうちの原子力分）全体の考え方）

- 他社購入電力料における原子力発電所からの調達については、一部の契約を除いて、原価算定期間中における受電量が見込まれない一方で、購入電力料として費用が織り込まれている。この点について、どのような考え方で織り込むのが適切か。
- 原価算定期間中の再稼働を織り込んでいる契約について、その内容は適切か。

相対取引（購入のうちの原子力分）　申請概要

- 他社購入電力料における、原子力発電所からの調達の織り込みは以下のとおり。
- 東京電力EP・東京電力HD間の契約を除いては、原価算定期間における受電量は織り込まれていない。

事業者	発電所	購入先	稼働状況	増減（申請ー現行）	受電量
東北電力	東海第二発電所	日本原子力発電	停止中	増加（＋43億円）	なし
	柏崎刈羽原子力発電所（１号機）	東京電力EP	停止中	減少	なし
	福島第二原子力発電所（３号機）		廃止措置中		
	福島第二原子力発電所（４号機）		廃止措置中		
東京電力EP	柏崎刈羽原子力発電所	東京電力HD	再稼働予定	増加※	あり（柏崎刈羽）
	福島第一原子力発電所		廃止		
	福島第二原子力発電所		廃止措置中		
	東通原子力発電所		建設中		
	東海第二発電所	日本原子力発電	停止中	減少	なし
	東海発電所	日本原子力発電	廃止措置中	増加（+32億円）	なし
	女川原子力発電所（３号機）	東北電力	停止中	減少	なし
	東通原子力発電所（１号機）	東北電力	停止中	減少	なし
北陸電力	敦賀発電所（１号機）	日本原子力発電	廃止措置中	減少	なし
	敦賀発電所（２号機）	日本原子力発電	停止中	増加（+15億円）	なし

※現行原価（2012～2014）は分社化前のため、申請原価のみとなっている。

審査の結果④（相対取引（購入のうちの原子力分）全体の考え方）

- **過去の査定方針**においては、購入の相手方との契約書原本等を確認した結果、①発電電力量の全量を受電会社に供給することとしているなど、当該原子力発電所は**契約の相手方との共同開発であると認められる**、②このため、人件費、修繕費や減価償却費等の**原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる**、との理由から、**原価に算入することを認めることが適当である、とされている**。
- 他方で、**事業者は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべき**であり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった**効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、事業者自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、料金原価から減額する**、とされている。
- 今般の審査においても、**同じ考え方を踏襲**することとする。

【参考】過去の査定方針（2013年　東北電力）

（３）原子力発電による購入電力及び販売電力

東北電力が東京電力及び日本原電に支払う原子力発電による購入電力料については、受電量に応じて支払う電力量料金と受電量にかかわらず支払う基本料金の組み合わせで設定されている。今回申請では、原価算定期間における東京電力福島第二発電所及び日本原電からの受電量をゼロと見込んでおり、核燃料費等受電量に応じて支払う電力量料金は原価に算入されていないことなどから、原子力発電に係る購入電力料全体で前回（平成20年料金改定）に比べて、96億円の減となっている。他方で、今回申請においては、停止中の原子力発電所に係る維持管理や安全対策工事などに必要と見込まれる費用が原価算入されているが、これらの費用については、購入の相手方との契約書原本等を確認した結果、以下の理由から、原価に算入することを認めることが適当である。

①発電電力量の全量を受電会社に供給することとしているなど当該原子力発電所は契約の相手方との共同開発であると認められる。

②このため、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる。

また、東北電力が契約している発電所は、東京電力及び日本原電においては、津波対策や耐震強化に係る改良工事を実施中であるなど、発電再開に向けた準備を実施中である。

他方で、東北電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、東北電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、料金原価から減額する。

とりわけ、日本原電については、東北電力も出資している会社であり、役員における人的関係等を考慮すれば、日本原電からの購入電力料に含まれる人件費については、東北電力の削減努力並に料金原価から減額し、その他の一般管理費等のコスト削減可能な経費についても、東北電力のコスト削減努力に照らし、10%減額する。

特に人件費については、日本原電の現行の常勤役員１人当たり報酬額2,800万円（平成23年度実績）を東北電力同様、国家公務員指定職と同水準（1,800万円）とするとともに、東北電力の役員と兼務している非常勤役員への報酬については原価算入を認めない。また、１人当たり従業員給与については、現行801万円（平成23年度実績）であるところ、東北電力の査定後の水準である596万円まで料金原価を減額する。

なお、他社の査定方針も踏まえ、さらに東北電力が日本原電と交渉した結果、平成25年度の受給契約において、工事の一部を翌年度以降に繰り延べることなどにより減額となったため、これも料金原価から減額する。

（出所）東北電力株式会社、四国電力株式会社及び北海道電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針（2013年5月経済産業省）

相対取引（購入のうちの原子力分）【東北電力】

東北電力の原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

単位：億円

費用項目	前回	今回申請	差引	備　考（増減説明等）
人件費	21	23	2	人員数の増
修繕費	51	35	▲16	発電計画の差異による減
委託費	23	23	0	-
普及開発関係費	0	0	0	-
諸費	3	2	▲1	緊急安全対策費用の減
除却費	9	4	▲5	安全対策関連費の減
再処理関係費	50	1	▲49	発電計画の差異による減
一般負担金	43	42	▲1	負担額減
減価償却費	78	54	▲25	償却進行による減
事業報酬	21	27	6	レートベースの増
核燃料費	12	－	▲12	発電計画の差異による減
送電料金	4	－	▲4	発電計画の差異による減
その他	52	67	15	制度変更による増
合計	368	278	▲90	-

１．日本原電

東海第二発電所について、昭和46年12月15日付にて、日本原子力発電、東京電力及び東北電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- ●東海第二の発生電力からその運転維持に必要な電力を除いた全量を、東北及び東京に供給する。
- ●東北電力及び東京電力が受電する割合は、東北電力２、東京電力８とする。
- ●電力受給開始日は、東海第二の営業運転開始の日とし、昭和51年10月を目途とする。
- ●受給条件、電力料金、ならびにその他必要な細目については、別途3社間で協議決定する。
- ●定めのない事項及びより難い事情が生じた場合は、3社誠意をもって協議する。

２．東京電力EP

柏崎刈羽原子力発電所、福島第二原子力発電所について、昭和56年3月30日付(平成9年9月30日付一部改定)にて、東京電力及び東北電力の間で、以下の契約が締結されたことを確認。

- ●東北電力の原子力の早期導入と脱石油化の推進をはかるため、東京電力が開発推進中で、これから本格工事着手する原子力発電所に東北電力が開発参加する。
- ●電力受給の開始日は、開発参加する発電機それぞれの営業運転開始の日とし、電力受給期間は電力受給開始の日から当該発電機が廃止に至るまでの期間とする。
- ●融通電力料金は、原則として、減価償却費、支払利息、想定燃料費、人件費、修繕費等により算定する。
- ●定めのない事項およびより難い事項については、東北電力、東京電力誠意をもって協議する。

審査の結果④－１
（相対取引（購入のうちの原子力分））【東北電力】

- **いずれの契約についても、契約書原本等で契約の相手方との共同開発と認められ**、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務がある。
- 一方で、**東北電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべき**であり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、**東北電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分（合理的と認められるものに限る）では足らざる部分について、料金原価から減額する**。
- また、**東海第二（原電/停止中）**については、**現行原価に比べて原価が増加**している理由について、事業者から、**再稼働に向けた安全対策工事による修繕費等の増加との説明**があった。
- この点に関して、**修繕費パートにおいて、再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用は料金原価への算入を認めない方針**となったところ、**東海第二には再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用は織り込まれていないことを確認**した。

相対取引（購入のうちの原子力分）【東京電力EP】（1/2）

東京電力EPの原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

単位：億円

費用項目	前回	今回申請	差引	備　　考（増減説明等）
人件費	62	376	314	東電ＨＤ原子力の追加による増 など（以下費目も同様）
修繕費	246	562	316	再稼動前検査費用、定期検査費用 など
委託費	100	616	516	使用済み燃料中間貯蔵委託、発電所周辺防護区域警備業務委託 など
普及開発関係費	2	2	▲0	発電所ＰＲ関係費用
諸費	10	99	90	通信運搬費、旅費、雑費 など
除却費	24	79	56	経年劣化機器リプレースに伴う既存施設除却費用 など
再処理関係費	19	255	236	再処理等拠出金費、特定放射性廃棄物処分費
一般負担金	60	513	453	原子力損害賠償・廃炉等支援機構一般負担金
減価償却費	267	881	615	新規制基準適合の為、追加設置した設備機器の工事費 など
事業報酬	56	401	345	
核燃料費	－	57	57	再稼動にともなう核燃料減損額
送電料金	－	－	－	
その他	117	1,119	1,002	原子力発電施設解体費、廃棄物処理費、公租公課 など
合計	962	4,961	3,999	

１．東京電力HD

柏崎刈羽原子力発電所、福島第一原子力発電所、福島第二原子力発電所、東通原子力発電所について、平成28年4月1日付にて、東京電力HD及び東京電力EPの間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- ●EPは、HDの全発電所の維持管理等ならびに発電に合理的に必要な費用を負担するものとし、具体的な受給条件等については双方協議のうえ別途定める。
- ●HDは、本契約に定める条件に従って、全発電所を用いて発電した電力（運転中の所内電力消費を除く）をEPに送電する。
- ●本契約は、契約締結の日から全発電所の廃止措置等に係る一切の業務が終了するまでの間存続する。
- ●定めのない事項またはより難い特別な事情が生じた場合は、HD及びEPは相互に誠意をもって協議し、その処理にあたる。

相対取引（購入のうちの原子力分）【東京電力EP】（2/2）

2．日本原子力発電

東海第二発電所について、昭和46年12月15日付にて、日本原子力発電、東京電力及び東北電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- ●東海第二の発生電力からその運転維持に必要な電力を除いた全量を、東北及び東京に供給する。
- ●東北電力及び東京電力が受電する割合は、東北電力２、東京電力８とする。
- ●電力受給開始日は、東海第二の営業運転開始の日とし、昭和51年10月を目途とする。
- ●受給条件、電力料金、ならびにその他必要な細目については、別途3社間で協議決定する。
- ●定めのない事項及びより難い事情が生じた場合は、3社誠意をもって協議する。

東海発電所について、平成9年12月24日付にて、日本原子力発電及び東京電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- ●東京電力は、発生電力を全量受電してきたことから、停止後費用（実証研究費および特定原子力発電設施設以外の設備解体に伴う費用を除く）を、原則として負担する。
- ●停止後費用の具体的な負担の範囲及び負担方法は、両社別途協議のうえ契約する。
- ●定めのない事項及びより難い事情が生じた場合の取扱いについては、両社誠意をもって協議する。

3．東北電力

女川原子力発電所について、平成9年9月30日付にて、東北電力及び東京電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- ●電源立地地点の有効利用ならびに電力需給の安定および電力供給原価の低減をはかるため、東北電力が開発する女川3号機（82.5万kW）に東京電力が開発参加する。
- ●東北電力は、東京電力の開発参加比率（50%）に対応する発生電力（運転維持に必要な電力を除く）を融通送電する。
- ●電力受給開始日は営業運転開始の日とし、電力受給期間は電力受給開始日から営業運転停止までとする。
- ●融通電力料金は、原則として、定率法による減価償却費、帳簿価額による支払利息、想定燃料費、当該号機で必要とする人件費・修繕費・その他経費により算定する。
- ●定めのない事項およびより難い事項については、両社誠意をもって協議する。

東通原子力発電所について、昭和57年1月25日付(平成11年2月26日付一部改定)にて、東北電力及び東京電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- ●東北電力及び東京電力は、経済的開発と地域振興をはかるため、東北1号機110万kWを共同開発する。
- ●当該設備の発生電力は、東北電力・東京電力で折半する。
- ●電力受給開始日は営業運転開始の日とし、電力受給期間は電力受給開始日から営業運転停止までとする。
- ●融通電力料金は、原則として、定率法による減価償却費、帳簿価額による支払利息、想定燃料費、当該設備で必要とする人件費・修繕費・その他経費により算定する。
- ●定めのない事項ならびにより難い事項については、両社誠意をもって協議する。

審査の結果④－２
（相対取引（購入のうちの原子力分））【東京電力EP】

- **いずれの契約についても、契約書原本等で契約の相手方との共同開発と認められ**、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務がある。
- 一方で、**東京電力EPは契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべき**であり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、**東京電力EP自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分（合理的と認められるものに限る）では足らざる部分について、料金原価から減額する**。
- **東京電力HDからの購入**について、**柏崎刈羽の再稼働**を織り込むことによる費用減が、再稼働に係る費用増を上回っており、トータルで費用減に資することを確認したため、**料金原価を抑制する観点から、再稼働に係る費用を原価に算入することを認める**こととする。
- **東海（原電/廃止措置中）**については、**現行原価に比べて原価が増加**している理由について、事業者から、**原子力発電施設解体費および原子力損害賠償支援機構一般負担金等の増加**との説明があった。
- この点に関して、**廃炉のために必要な費用として、原価に算入することを認める**こととする。

相対取引（購入のうちの原子力分）【北陸電力】

北陸電力の原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）　　単位：億円

		前回	今回申請	差引
資本費	減価償却費	35	10	▲26
	事業報酬	11	10	▲0.3
	保険料	1	1	1
	支援負担金	0	0	0
	固定資産税	3	2	▲1
直接費	人件費	10	8	▲2
	修繕費	14	23	9
	諸費（委託費等）	22	59	38
本社費		11	11	▲0.2
燃料費		23	0	▲23
再処理等費		13	4	▲9
廃棄物処分費		1	1	0
特定廃棄物拠出金		7	0	▲7
施設解体費		5	10	5
控除項目		▲2	▲0	2
効率化（自己査定）		0	▲5	▲5
以上計		156	136	▲19
事業税（税率1.30%）		2	2	▲0.2
年度末精算(事業税込)		0	13	13
合計		158	152	▲6

１．日本原子力発電

敦賀発電所１号機について、昭和44年11月1日付（昭和61年3月14日付・平成17年2月23日付・平成21年9月3日付一部改定）にて、日本原子力発電、中部電力、関西電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- ●原電敦賀の発生電力及び電力量のうち、運転維持に必要な電力及び電力量を除いた全量を受電三社へ供給する。
- ●受電三社が受電する割合は、中部4、北陸1、関西5とする。
- ●営業運転開始予定期日は、昭和45年3月31日とする。
- ●原電敦賀の長期間停止の場合又はその利用率がはなはだしく低い場合には、基本料金の負担について別途四社で協議する。
- ●定めのない事項については、別途四社で協議する。

2．日本原子力発電

敦賀発電所２号機について、昭和54年2月9日付（昭和57年9月17日付一部改定）にて、日本原電、北陸電力、関西電力及び中部電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- ●原電の敦賀発電所2号機の発生電力及び電力量から運転維持に必要な電力及び電力量を除いた全量を中部、北陸及び関西へ供給する。
- ●中部、北陸及び関西は、受給電力及び電力量のそれぞれ33%、34%、33%を受電する。
- ●電力受給開始日は営業運転開始の日とし、昭和６１年３月末を目途とする。
- ●受給地点、受給電力及び電力量、受給方法、料金等については、別途協議して定める。

審査の結果④－３
（相対取引（購入のうちの原子力分））【北陸電力】

- **いずれの契約についても、契約書原本等で契約の相手方との共同開発と認められ**、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務がある。
- 一方で、**北陸電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべき**であり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、**北陸電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分（合理的と認められるものに限る）では足らざる部分について、料金原価から減額する**。
- また、**敦賀２号（原電/停止中）**については、**現行原価に比べて原価が増加**している理由について、事業者から、停止状態を安全に維持・管理するための費用に加えて、**運転期間延長認可を得るために必要となる費用が増加するため、との説明**があった。
- この点に関して、運転期間延長に向け、法令に基づき、原価算定期間内における運転期間延長認可申請が必要となることを確認した上で、委員からは、**織り込まれている原価が効率的かという判断はあるが、再稼働を目指して生じているコストを除外することはできず、基本的には認める方向で考えるべき**、との指摘があった。
- こうした指摘を踏まえて、**敦賀2号の運転期間延長認可に要する費用について、原価算入を認める**こととする。一方で、その費用水準については、北陸電力が契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、**北陸電力自身と同等の効率化を求めることとし、料金原価から減額する**。

審査における論点⑤　相対取引（購入）における寄付金などの取扱い

- 料金審査要領の「基本的な考え方」では、「普及開発関係費（公益的な目的から行う情報提供に係るものを除く。）、寄付金及び団体費は原価算入を認めない。ただし、合理的な理由がある場合には、算定の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。」とされている。
- 過去の査定方針では、こうした考え方について、他社からの購入電力料にも適用している。具体的には、「電気事業法第22条第1項の規定に基づき一般電気事業者等※が届け出た料金その他の供給条件に係る購入電力料等についても適用する」こととされている。

  ※旧一般電気事業法に基づく、①一般電気事業者、②卸電気事業者（電源開発、日本原子力発電）、③卸供給事業者（共同火力、公営水力等）。
- 現在では、上記の卸供給条件に関する規定は存在せず、制度的にも実態としても、各事業者が購入電力料の内訳を費目ごとに確認することは困難である。一方で、①関係会社や、②共同プロジェクトと認められる原子力発電所からの購入については、購入電力料の内訳を把握し、上記の「基本的な考え方」に沿って、合理的な理由がない寄付金や団体費等が原価に算入されることが無いよう、確認する必要がある。
- 今回の申請において、**寄付金や団体費等を料金原価に織り込んでいる場合、原価への算入は認められるか**。

審査の結果⑤　相対取引（購入）における寄付金などの取扱い

- 寄付金については、各事業者とも原価に織り込んでいないことを確認した。また、普及開発関係費については、東北電力と東京電力EPが、団体費については、北海道電力と東京電力EPが、それぞれ織り込んでいることを確認した（※詳細は次ページ以降に記載のとおり）。
- この中で、東京電力EPが織り込んでいる団体費のうち、原子力エネルギー協議会については、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。
- 上記以外については、原価算入を認めることとする。

【参考】相対取引（購入）における普及開発関係費

- 東北電力、東京電力EPにおいて、普及開発関係費として、発電所の理解促進のための費用を織り込んでいる。
- 東北電力、東京電力EPの申請原価は、現行原価より減少している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

		東北電力				東京電力EP			
		申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
発電所立地・エネルギー理解促進関連	情報提供（広告等）	66	66	77	86%	206	188	221	93%
	発電所施設見学会								
	地域共生活動								
	PR館の運営								
合計		66	66	77	86%	206	188	221	93%

	比較対象	主な増減理由
東北電力	直近実績	（増減なし）
	現行原価	効率化による費用減
東京電力EP	直近実績	発電所立地に係る理解促進活動関連費用の増
	現行原価	効率化による費用減

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：東北電力は2013年料金改定時、東京電力EPは2012年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。 ※「直近実績」：2021年度実績値。

【参考】相対取引（購入）における団体費（1/2）

- 北海道電力、東京電力EPの購入電力料において、団体費を以下のとおり織り込んでいる。
- 北海道電力の申請原価は、現行原価より減少している。東京電力EPの申請原価は、現行原価より増加している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
団体費	10	10	10	95%	1,258	2,289	0	-

	比較対象	主な増減理由
北海道電力	直近実績	防災資機材の維持管理等に係る費用の減（差異は百万円未満）
	現行原価	防災資機材の維持管理等に係る費用の減（差異は百万円未満）
東京電力EP	直近実績	原価織込対象の団体を限定したことによる減
	現行原価	分社化影響による費用増等

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道電力は2013年料金改定時、東京電力EPは2012年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。 ※「直近実績」：2021年度実績値。

【参考】相対取引（購入）における団体費（2/2）

- 北海道電力、東京電力EPの購入電力料に織り込まれている団体費は以下のとおり。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

事業者	契約先	団体名称	主な参加企業	主な事業内容	原価算入の理由	申請原価
北海道電力	北海道パワーエンジニアリング	苫小牧地区共同防災組織	**設立：1977年** ・北海道パワーエンジニアリング含む全11社	石油コンビナート等災害防止法により義務付けられた化学消防自動車などの防災資機材の維持管理など	石油コンビナート等災害防止法により義務付けられた設備を運用するために必要な経費であることから原価に算入。	10
東京電力EP	東京電力HD 日本原子力発電	原子力安全推進協会	**設立：2012年11月** ・みなし小売電気事業者（9社※）・電源開発(株) など 【全129社・団体】 ※沖縄電力を除く。	原子力産業の活性化を図るため、科学的・合理的データに基づく原子力技術基盤の整備を進め、幅広い関係機関における活用を図るとともに電力会社等会員の自主保安活動の向上を支援	原子力安全や原子力産業の信頼回復に関わる重要な機関であり、原子力安全の向上にも貢献することから、原価に算入。	1148
東京電力EP	東京電力HD 日本原子力発電	原子力エネルギー協議会	**設立：2018年7月** ・みなし小売電気事業者（9社※）・電源開発(株) など 【全19社・団体】 ※沖縄電力を除く。	事業者やメーカーなどの原子力産業界の知見・リソースを効果的に活用し、原子力の安全向上に関する課題へ対処	原子力安全や原子力産業の信頼回復に関わる重要な機関であり、原子力安全の向上にも貢献することから、原価に算入。	110

審査における論点⑥（相対取引額からの容量市場収入の控除）

- kW価値に対する対価を含む既存契約については、**容量市場導入後も現行の既存契約を継続した場合**、状況によっては、**発電事業者は容量市場と既存契約のそれぞれから同一のkW価値に対して二重の収入を得る**ことになり、**小売電気事業者は、容量市場と既存契約のそれぞれにおいて同一のkW価値に対して二重の負担を負う**こととなる。
- こうした支出・収入の重複を解消するため、**「容量市場に関する既存契約見直し指針」（資源エネルギー庁）において、**こうした既存契約については、**適切な契約内容の見直しを行うことが必要**とされている。
- 一方で、申請各社によれば、現時点では容量受渡年度（2024年度以降）を含む相対契約が締結されていないケースが多く、**見直し協議が行われていない契約が大宗**であり、申請上の扱いについても各社各様となっている。
- 具体的には、**相対購入**は、①一部を除き**全般的に控除**、②控除を**合意した契約について控除（北陸）**、③**控除しない（東北※）**、と事業者によって異なっている。また、**相対販売**は、①**電源特定の契約について控除（中国、四国）**、②**常時バックアップについて控除（四国）**、③**控除しない**、と事業者によって異なっている。

  ※東北電力によれば、今回の料金算定に際して、自社・他社を問わず、容量市場における収入・支出を織り込んでいない。
- この点について、どう考えるか。

【参考】容量市場に関する既存契約見直し指針（抜粋）

２．基本的な考え方

既存の相対契約（以下、「既存契約」という。）には、基本料金と従量料金を支払う二部料金制となっているもの、従量料金のみを支払うもの、基本料金と燃料費を除く従量料金のみを支払い電気を買い取る事業者が発電用燃料を自ら調達し発電所に供給するトーリング契約等多様な契約形態が存在する。**容量市場において取引されるkW価値に対する対価を含む既存契約について**は、容量市場導入後も現行の既存契約を継続した場合等、状況によっては、**発電事業者等は容量市場と既存契約のそれぞれから同一のkW価値に対して二重の収入を得る**ことになり、**小売電気事業者は、容量市場と既存契約のそれぞれにおいて同一のkW価値に対して二重の負担を負う**こととなる。

既存契約に基づく当該kW価値に係る発電事業者等の収入、小売電気事業者の負担の重複が解消されるよう、こうした既存契約については、**適切な契約内容の見直しを行うことが必要**となる。容量市場の導入を予め見据えて見直しを行った契約等を除き、いずれの契約形態においても、契約上のkW価値の有無とその対価に対する考え方を**事業者間で誠実に協議し整理の上、本指針の基本的な考え方に則った既存契約の見直し協議が行われることが望ましい**。なお、事業者間の協議の結果、既存契約の中にkW価値が含まれていないことや、一部しかkW価値が含まれていないことが明らかな契約については、本指針によることが必ずしも適当というものではない。

具体的には、容量市場創設の趣旨を踏まえ、適切な時期に以下の内容の措置を講ずることが望ましい。

- **発電事業者等は、相対契約の対象となる全てのkW価値に対応する容量を容量市場に入札することに契約上合意する。**
- **容量市場に入札して落札された容量（kW価値）について、発電事業者等が容量市場から収入を得ており、既存相対契約においてkW価値に係る費用が支払われている場合は、既存契約を見直して、相対契約に基づく取引価格から容量市場から得られる収入額を差し引いた上で、発電事業者等が差額分を受け取る等の精算が行われるよう、当事者間で協議の上、既存契約の見直しを行う。**

審査の結果⑥（相対取引額からの容量市場収入の控除）（1/3）

（相対購入）

- 指針の趣旨に照らせば、個々の契約について見直し協議を事業者間で進め、その状況を料金原価に反映することが望ましい。一方で、先述のとおり、2024年度以降の契約については未締結となっているものも多い。こうした中、**すでに見直しに合意した契約についてのみ控除することとした場合には、控除額が本来あるべき額よりも小さくなり、購入電力料を過大に織り込むことになるおそれ**がある。
- 他方で、**買い手である申請事業者にとっては、相対購入契約に紐づく電源が容量市場で落札されたかどうかは必ずしも明らかではないなど、見直し協議を終えていない契約について、正確に控除額を算定することは困難**である。
- そのため、料金審査上は、**すでに見直し協議が終わっている契約については、当該契約内容を反映する**とともに、**まだ見直し協議を終えていない契約**（まだ見直し協議を行っていない契約や、現時点では契約締結をしていない相対購入金額で容量市場収入の控除を考慮していないものも含む）**についても、一定の仮定を置いた上で、控除額を算定すべきである**。

※具体的には、個々の相対購入契約に紐づく電源が容量市場で落札されて容量市場から収入を得ている割合（燃種別）は、容量市場全体における落札割合（燃種別）と同じと想定し、契約容量（kW）に当該割合を乗じた値に約定価格（円/kW）を乗じた額を控除することとする。

審査の結果⑥（相対取引額からの容量市場収入の控除）（2/3）

（相対販売）

- 相対販売についても、指針の趣旨に照らせば、個々の契約について、見直し協議を事業者間で進め、その状況を料金原価に反映することが望ましいが、2024年度以降の契約については、未締結となっているものも多い。
- 一方で、売り手である申請事業者にとっては、自社電源の容量市場における落札状況等を正確に把握しており、必要な控除額は申請に織り込まれていると考えられる。
- そうした中、料金算定上、控除額が本来あるべき額より大きくなった場合には、販売電力料を過少に織り込むことになり、費用を過大に織り込むこととなるため、料金審査上は、各社の申請における**控除額が容量市場収入と比して過大となっていないかを確認すべきである**。

審査の結果⑥（相対取引額からの容量市場収入の控除）（3/3）

（相対購入）

- **東北電力**について、**契約容量（kW）に容量市場全体における落札割合（燃種別）を乗じた値に、約定価格（円/kW）を乗じた控除額を、料金原価から減額する**。
- **北陸電力**について、控除に合意した契約のみ織り込んでいたところ、購入先事業者から**容量市場落札額を確認した契約については当該内容を織り込む**とともに、**まだ見直し協議を終えていない契約については契約容量（kW）に容量市場全体における落札割合（燃種別）を乗じた値に、約定価格（円/kW）を乗じた控除額を算定し、料金原価から減額する**。

（相対販売）

- **北海道電力、北陸電力**について、**相対販売からの控除額を織り込んでいないことを確認**した。
- **中国電力、四国電力**について、**相対販売からの控除額が容量市場収入と比して過大となっていないことを確認**した。
- **東北電力**について、申請において容量市場における収入・支出を全く織り込んでいなかったところ、上記のとおり、相対購入における容量市場収入の控除を織り込むこととあわせて、**容量市場収入と同額を相対販売から控除**することを認めることとする（※相対販売額が下がるため、控除収益が減少するが、相対購入額の減少の方が大きいため、**その差分を料金原価から減額**する）。

相対取引（販売）概要（1/2）

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

相対取引（販売）			北海道電力	東北電力	東京電力EP
相対卸	電力料		32,328	222,262	460,286
	量		1,163	7,077	20,199
	単価		27.80	31.41	22.79
	見積方法	量	・2023年度：2022年11月末までに成約済みの契約分を織り込み（12月以降の販売量は取引所取引の需給バランスに含む） ・2024年度以降：常時バックアップの基点見直しによる減少分（常時バックアップから相対卸販売へ振替られる想定）	2023年度向け卸入札の結果を踏まえて織り込み。（24～25年度は23年度数字を据え置き）	・入札分：2023年度は入札結果を織り込み。2024年度以降は2023年度の入札結果等をふまえた想定値。 ・BL市場約定相当分：過去のBL市場供出義務量をふまえた想定値。
		価格	・2023年度：2022年11月末までに成約済みの契約分を織り込み ・2024年度以降：想定スポット市場価格×上乗せ率（2021年度北海道エリアプライスに対する2021年度相対販売実績価格（2,3月除く））	2023年度向け卸入札の結果を踏まえて織り込み。（24～25年度は23年度数字を据え置き）	2022年9月の特高・高圧標準メニュー見直し後の新単価と整合した単価。一部、2023年度の入札分は、入札結果を織り込み。
常時バックアップ	電力料		17,845	67,564	218,226
	量		704	2,648	9,816
	単価		25.34	25.52	22.23
	見積方法	量	・kW：22年10月時点の契約kWに、前提計画想定（新電力需要の増加に伴う常時BU増加）をもとに、毎月等差で契約電力が増加する想定 ・kWh：2021/11～2022/10の利用率実績	22年10月時点の契約kWに、21年4月～22年10月実績を基に算出した利用率（需要期、非需要期）で算出	契約済期間は契約値とし、契約更改分はほぼ横ばいと想定
		価格	現行の常時バックアップ単価を基に、高圧標準メニュー値上げ相当額（2023年4月より改定予定）と整合させた値。	現行の常時バックアップ単価（2022年11月の特高・高圧標準メニューの見直しと整合した常時バックアップの新単価を現行単価へ適用済）	現行の常時バックアップ単価（2022年9月公表の特高・高圧標準メニューの見直しと整合した常時バックアップの新単価を適用）

※数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均（補正後）

相対取引（販売）概要（2/2）

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

相対取引（販売）			北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
相対卸	電力料		53,257	75,374	56,455	12,674
	量		3,505	2,962	2,978	562
	単価		15.19	25.44	18.96	22.56
	見積方法	量	需給が最も厳しい冬季(2023年2月)の供給余力の全量供出を前提に、冬季の供出可能kW（供給力ー需要）を織り込み。	・2022年8月時点の契約を基に想定 ・電源特定の卸販売については、対象電源の補修計画を考慮して想定	20～22年度（22年度は見通し値）で最も販売量が多い21年度実績（ベース型年間）	離脱動向や当社の卸供給実績などを基に想定（2022供給計画値織り込み値）
		価格	卸販売実績単価＜市場価格となっており、市場価格に対する卸販売単価の割合（22年4月～9月実績）を、取引所取引におけるスポット市場想定価格に反映	・現行契約を基に、高圧標準メニューの値上げ相当額（2023年度からの単価見直しを公表）を踏まえて想定。 ・電源特定分の卸販売については、現行契約ベースで想定(24年度以降は容量市場収入相当額の料金低減を織り込み）。	想定スポット市場価格+想定マージン（当社の販売努力を前提に、過去実績マージンより大きな値を想定）	2022年3月～2023年2月実績（相対販売と常時バックアップの両方を含む）をベースに単価を算定。
常時バックアップ	電力料		相対販売に含む (理由：①22年度実績はあるが、単年度契約（自動更新なし）であり、原価算定期間の契約締結の蓋然性が低い。②審議会にて内外無差別な卸売が担保されたら廃止する方向性が示されており、制度の先行きが不透明。)	14,835	13,753	相対販売に含む （理由：供給計画上、販売電力量は相対販売と常時バックアップで区別していないため）
	量			622	647	
	単価			23.85	21.26	
	見積方法	量		22年8月時点の契約kWに、21年10月～22年9月実績を基に算出した利用率（需要期、非需要期）で算出	22年9月時点の契約kWに、21年10月～22年9月実績を基に算出した利用率（需要期、非需要期）で算出	
		価格		現行の常時バックアップ単価を基に、高圧標準メニューの値上げ相当額（2023年度からの単価見直しを公表）と整合させた単価。	現行の常時バックアップ単価を基に、高圧・特高標準メニューの見直し幅（2023年度から単価見直しを予定）と整合させた単価。24年度以降は、容量確保契約金額を控除。	

※数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均（補正後）

審査における論点⑦（相対取引（販売）価格とスポット市場価格の関係）

- 相対販売価格の算定根拠については、
  ①来年度の販売確定額（北海道電力（23年度）、東北電力、東京電力EP（23年度））
  ②スポット市場価格－α（北陸電力）
  ③過去実績（中国電力、沖縄電力）
  ④スポット市場価格＋α（北海道電力（24年度以降）、四国電力）
  ⑤小売価格整合（東京電力EP（24年度以降））
  と、**事業者によって異なるが、どのような考え方が合理的か**。特に、**スポット市場価格よりも低い価格想定を織り込むことは合理的と言えるか**。

審査の結果⑦（相対取引（販売）価格とスポット市場価格の関係）

- スポット市場で販売するよりも控除額が小さくなると、販売電力料を過少に織り込むことになり、費用を過大に織り込むこととなるため、**①原価に織り込んでいる相対販売料収入と、②相対販売量（未確定分）をすべてスポット市場で販売を行った場合の収益（コマ単位で積算）を比較**し、**①が②を下回っている場合には、その差額を控除収益として織り込むべき**である。
- この点について各社に確認したところ、下表のとおり、**北陸電力**においてのみ、上記①が上記②を下回っていた。このため、北陸電力については、**差分を控除収益として追加的に織り込むこととし、料金原価から減額する**。
- 他方、上記①が上記②を上回っている**他の事業者**については、販売量については供給計画と整合的であること、また、販売単価については各社の販売方法や実績等も異なることから、**各々の考え方は異なっていてもよい**ものとする。

単位：百万円

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力
①相対販売料収入	32,328	222,262	460,286	53,257	90,208	56,455
②スポット市場で販売した場合の収益	32,068	151,328	423,338	64,466	66,238	54,438
③差分（①-②）	+260	+70,934	+36,948	▲11,208	+23,970	+2,017

※沖縄電力については、沖縄エリアにスポット市場がないため、スポット市場価格との比較結果は記載していない。

【６－４．購入･販売電力料】

①購入･販売電力料の概要

②相対取引（購入･販売）

③取引所取引（購入･販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入･販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

取引所取引（購入・販売）概要（1/2）

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

取引所取引			北海道電力			東北電力			東京電力EP		
			当初申請（補正前）	補正後	補正前後の差	当初申請（補正前）	補正後	補正前後の差	当初申請（補正前）	補正後	補正前後の差
取引所取引	購入	電力料	57,950	70,962	+13,011	292,290	108,747	▲183,543	1,180,434	707,518	▲472,916
		量	2,513	3,973	+1,460	7,848	5,050	▲2,798	33,469	33,469	0
		単価	23.05	17.86	▲5.19	37.25	21.53	▲15.71	35.27	21.14	▲14.13
	販売	電力料	1,581	14,849	+13,268	226,243	90,337	▲135,905	669,224	408,780	▲260,444
		量	53	704	+651	5,162	3,338	▲1,824	19,526	19,658	+132
		単価	29.67	21.08	▲8.59	43.83	27.06	▲16.77	34.27	20.80	▲13.48
補正に伴う増減理由	購入	量	限界費用の低下および市場価格の低下による経済買いの拡大により、市場購入量が増加			限界費用の低下に伴う市場購入量の減少			需要増により相対取引では十分な供給力を確保できていない状況であり、不足分は全て市場調達として織り込んでいるため、補正に伴う増減はない		
		単価	市場価格の低下により、市場購入単価が低下			市場価格の低下により、市場購入単価が低下			市場価格の低下により、市場購入単価が低下		
	販売	量	市場価格の平均値は低下したものの、コマ単位では上昇しているコマもあったため、市場販売量が拡大			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による余剰売りの縮小により、取引所販売量が減少			限界費用（揚水発電）の低下および市場価格の低下に伴う、余剰売りの拡大により、取引所販売量が拡大		
		単価	市場価格の低下により、市場販売単価が低下			市場価格の低下により、市場販売単価が低下			市場価格の低下により、市場販売単価が低下		
マッチング単位			各月代表日（平日、休日）			365日×原価算定期間(3年)			365日×原価算定期間(3年)		
限界費用の算出方針			燃料費（2022年9-11月CIF）	燃料費（2022年11-2023年1月CIF）	－	燃料費（2022年7-9月CIF） LNGはスポット調達価格相当	燃料費（2022年11-2023年1月CIF） LNGはスポット調達価格相当	－	燃料費（2022年8-10月CIF）＋廃棄物処理費＋消耗品費 LNGはスポット調達価格相当	燃料費（2022年11月-2023年1月CIF）＋廃棄物処理費＋消耗品費 LNGはスポット調達価格相当	－

※1 経済差替（購入）、余剰販売（販売）以外に、各社は以下の数字も織り込み。
【東北電力】間接オークション（売買両建て）・電発火力（スポット値差による精算）の購入【東京電力EP】間接オークション（売買両建て）

取引所取引（購入･販売）概要（2/2）

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

取引所取引			北陸電力			中国電力※1			四国電力		
			当初申請（補正前）	補正後	補正前後の差	当初申請（補正前）	補正後	補正前後の差	当初申請（補正前）	補正後	補正前後の差
取引所取引	購入	電力料	113,409	117,937	+4,528	4,438	27,484	+23,046	29,066	31,767	+2,701
		量	5,920	6,962	+1,042	458	2,036	+1,578	1,482	2,090	+608
		単価	19.16	16.94	▲2.22	9.70	13.50	+3.80	19.62	15.20	▲4.42
	販売	電力料	115,987	90,857	▲25,700	25,608	7,284	▲18,324	70,409	46,092	▲24,318
		量	4,941	4,541	▲400	939	199	▲740	2,864	2,200	▲664
		単価	23.48	19.88	▲3.60	27.26	36.56	+9.30	24.58	20.95	▲3.63
補正に伴う増減理由	購入	量	限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による経済買いの拡大により、市場購入量が増加			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による経済買いの拡大により、市場購入量が増加			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による経済買いの拡大により、市場購入量が増加		
		単価	市場価格の低下により、市場購入単価が低下			市場からの購入を行うコマが補正前より増加したことから、約定時の平均市場価格が上昇			市場価格の低下により、市場購入単価が低下		
	販売	量	限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による余剰売りの縮小により、取引所販売量が減少			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による余剰売りの縮小により、取引所販売量が減少			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による余剰売りの縮小により、取引所販売量が減少		
		単価	市場価格の低下により、市場販売単価が低下			市場への販売を行うコマが補正前より減少したことから、約定時の平均市場価格が上昇			市場価格の低下より、市場販売単価が低下		
マッチング単位			各月代表日（第三水曜、第三日曜）			365日×原価算定期間(3年)			365日×原価算定期間(3年)		
限界費用の算出方針			燃料費（2022年7-9月CIF）＋廃棄物処理費＋消耗品費	燃料費（2022年11-1月CIF）＋廃棄物処理費＋消耗品費	－	21年10～22年9月の限界費用実績値。限界費用見直し前(21年10～12月)のLNG火力限界費用は、追加調達価格で補正。	燃料費（2022年11-1月CIF等） LNGはスポット調達価格相当	－	燃料費（2022年7-9月CIF）＋廃棄物処理費＋消耗品費	燃料費（2022年11-1月CIF）＋廃棄物処理費＋消耗品費	－

※1 経済差替による焚き減らし（購入）、余剰販売による炊き増し（販売）に係る燃料費増減分を除外した数字。
※2 経済差替（購入）、余剰販売（販売）以外に、各社は以下の数字も織り込み。
【北陸電力】間接オークション（売買両建て）・供給力不足時の調達（購入）【四国電力】間接オークション（売買両建て）

審査における論点①（取引所取引（購入・販売））

- マッチングが適切に行われているか。
- マッチングの際の限界費用を高く織り込むことによって、余剰販売による控除収益を過少に織り込んでいないか。

審査の結果①（取引所取引（購入・販売））

- 各事業者において、限界費用と市場価格をコマ毎に比較して、市場からの購入量および市場への販売量を算出（次ページを参照）し、**電力スポット市場を活用した効率的な電源運用を行っていることを確認**した。
- マッチングの際の限界費用について、**多くの事業者は全ての燃種で貿易統計価格（CIF価格）を採用**しており、**東北電力・東京電力EP・中国電力はLNGのみスポット調達価格を採用**している。石炭・LNGともに、補正後の燃料価格の採録期間（2022年11月～2023年1月）においては、**CIF価格がスポット調達価格を下回っている**こと、**上記の3事業者（東北電力・東京電力EP・中国電力）は、LNGの限界費用を再調達単価に見直している**ことから、**各事業者の考え方に問題はないことを確認**した。

【参考】取引所取引におけるマッチングの考え方

N年度				N+1年度				N+2年度			
4月	5月	・・・・・・・・・・・・	3月	4月	5月	・・・・・・・・・・・・	3月	4月	5月	・・・・・・・・・・・・	3月

各月代表日を抽出
（平日1日・休日1日）

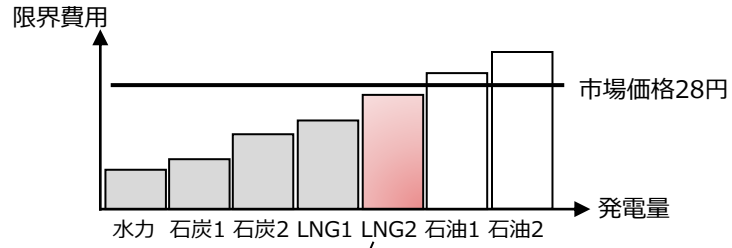
①代表日について、コマ別に需給バランス作成※1

需給バランスのイメージ（灰色は、需要を賄うために稼働予定のユニット）

コマ	需要量(kWh)	供給力(kWh)								
		ユニット	再エネ太陽光	水力	石炭1	石炭2	LNG1	LNG2	石油1	石油2
		限界費用	1円	5円	10円	15円	20円	25円	30円	35円
0:00-0:30	4,000		0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
・・・										
11:30-12:00	7,000		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
・・・										
23:30-24:00	5,000		0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

②市場想定価格を当てはめて限界費用の大小をコマ単位で比較し、市場売買料金（＝取引量×市場価格）を算出※2

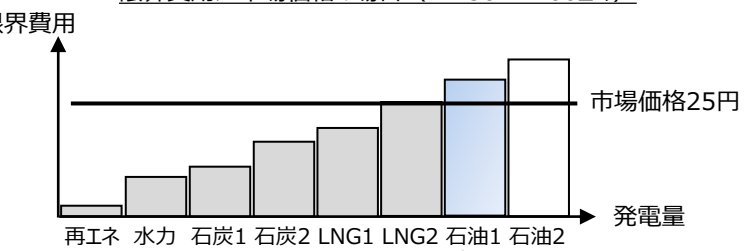
限界費用＜市場価格の場合（0:00-0:30コマ）



需要を賄うため
LNG1まで稼働

余剰分について燃料を焚き増し、自社余剰電源を販売
【販売電力料】▲28円×1,000の販売増
【燃料費】25円×1,000の燃料費増
【全体】▲3円×1,000の控除収益増

限界費用＞市場価格の場合（11:30-12:00コマ）



需要を賄うため
石油1まで稼働
予定だった

市場より高値のユニットは燃料を焚き減らし、
自社電源より安価な価格で市場調達
【購入電力料】25円×1,000の購入増
【燃料費】▲30円×1,000の燃料費減
【全体】▲5円×1,000のコスト減

③一か月分の市場売買料金を算出

(平日代表日の市場売買料金(②)×平日の日数)＋(休日代表日の市場売買料金(②) ×休日の日数)

④各月の市場売買料金を①～③で算出し、３か年分を積算して、取引所取引の原価を算出

※1 マッチング対象日について、中国・四国は365日×原価算定期間3年分で行っている。
※2 マッチング単位について、東電EPはコマ別ではなく月単位で行っている。

【６－４．購入･販売電力料】

①購入･販売電力料の概要

②相対取引（購入･販売）

③取引所取引（購入･販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入･販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

FIT買取費用（購入）概要（1/2）

- 補正前後で調達量に変化はなく、調達価格は想定スポット市場価格の変更に伴い下落している。

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

FIT購入		北海道電力			東北電力			東京電力EP		
		補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差
太陽光	電力料	35,982	24,347	▲11,635	152,833	62,449	▲90,384	481,554	273,197	▲208,357
	量	1,634	1,634	0	4,262	4,262	0	14,716	14,716	0
	単価	22.02	14.90	▲7.12	35.86	14.65	▲21.21	32.72	18.56	▲14.16
水力	電力料	920	748	▲172	10,689	5,743	▲4,946	49,584	29,102	▲20,481
	量	37	37	0	273	273	0	1,398	1,398	0
	単価	24.78	20.15	▲4.63	39.13	21.03	▲18.10	35.48	20.82	▲14.65
風力	電力料	10,622	8,352	▲2,270	58,710	31,543	▲27,167	13,997	8,314	▲5,683
	量	393	393	0	1,500	1,500	0	395	395	0
	単価	27.02	21.25	▲5.77	39.13	21.03	▲18.10	35.40	21.03	▲14.37
バイオマス・廃棄物	電力料	3,068	2,437	▲631	1,931	1,038	▲893	14,359	8,470	▲5,889
	量	115	115	0	49	49	0	400	400	0
	単価	26.78	21.28	▲5.50	39.13	21.03	▲18.10	35.90	21.18	▲14.72

※数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均。

FIT買取費用（購入）概要（2/2）

- 補正前後で調達量に変化はなく、調達価格は想定スポット市場価格の変更に伴い下落している。

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

FIT購入		北陸電力			中国電力			四国電力			沖縄電力		
		補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差
太陽光	電力料	18,763	15,491	▲3,272	98,713	85,241	▲13,472	47,229	37,581	▲9,649	9,092	5,803	▲3,289
	量	1,112	1,112	0	5,961	5,961	0	2,672	2,672	0	360	360	0
	単価	16.88	13.93	▲2.95	16.56	14.30	▲2.26	17.67	14.06	▲3.61	25.25	16.12	▲9.13
水力	電力料	9,634	8,182	▲1,452	1,260	1,106	▲154	43	36	▲8	193	150	▲43
	量	470	470	0	62	62	0	2	2	0	8	8	0
	単価	20.51	17.42	▲3.09	20.34	17.85	▲2.49	21.67	17.82	▲3.85	24.96	19.40	▲5.56
風力	電力料	5,393	4,791	▲602	4,922	4,320	▲602	10,346	8,800	▲1,547	506	397	▲109
	量	263	263	0	242	242	0	484	484	0	20	20	0
	単価	20.49	18.20	▲2.29	20.34	17.85	▲2.49	21.38	18.18	▲3.20	25.25	19.82	▲5.43
バイオマス・廃棄物	電力料	141	128	▲10	12,188	10,696	▲1,492	1,008	852	▲156	対象なし		
	量	7	7	0	599	599	0	47	47	0			
	単価	20.10	18.23	▲1.88	20.34	17.85	▲2.49	21.44	18.13	▲3.31			

※数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均。

FIT買取費用（購入）量の考え方（1/2）

- 考え方は事業者ごとに異なるものの、全ての事業者で、供給計画と整合的に織り込まれている。

太陽光	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
設備容量	2022年8月	2022年10月	原価算定期間想定値 21年7月～22年6月の実績値をもとにした想定値	2021年11月	2022年6月 を基準にした想定値	2021年11月 （未運開分を含む）	原価算定期間想定値 21年8月時点に20年9月～21年8月の平均減少率を反映した数値から非FIT・卒FITを除外
×							
利用率	2019年9月 ～2022年8月	2018年4月 ～2021年9月	2021年7月 ～2022年6月	2018年4月 ～2021年3月 事業用	2012年4月 ～2022年6月 電圧区分、全量/余剰買取別	2016年4月 ～2021年3月	2016年4月 ～2021年3月
もしくは							
過去実績等	（不使用）	（不使用）	（不使用）	2020年4月 ～2021年3月 住宅用（余剰売電）	（不使用）	（不使用）	（不使用）

水力	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
設備容量	（不使用）	（不使用）	（不使用）	（不使用）	（不使用）	（不使用）	（不使用）
×							
利用率							
もしくは							
過去実績等	2019年9月 ～2022年8月	(大規模)事業者から提供された計画値 (小規模)2011年10月 ～2021年9月	2019年9月 ～2022年8月	(大規模)事業者から提供された計画値 (小規模)2011年4月 ～2021年3月	(大規模)事業者から提供された計画値 (小規模)1992年4月※ ～2022年3月 ※運用開始以降（設備ごとに異なる）	2018年11月 ～2021年10月	2021年4月 ～2022年3月

FIT買取費用（購入）量の考え方（2/2）

- 考え方は事業者ごとに異なるものの、全ての事業者で、供給計画と整合的に織り込まれている。

風力

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
設備容量	（不使用）	2022年10月	（不使用）	2021年11月	2022年6月 を基準にした想定値	2021年11月 （未運開分を含む）	（不使用）
×							
利用率		2018年4月 ～2021年9月		2003年11月※ ～2021年10月 ※運用開始以降 （設備ごとに異なる）	2003年7月※ ～2022年6月 ※運用開始以降 （設備ごとに異なる）	2018年11月 ～2021年10月	
もしくは							
過去実績等	2019年9月 ～2022年8月	（不使用）	2019年9月 ～2022年8月	（不使用）	（不使用）	（不使用）	事業者から提供された 2023～25年度計画値

廃棄物・バイオマス

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
設備容量	（不使用）	（不使用）	（不使用）	（不使用）	（不使用）	（不使用）	（該当なし）
×							
利用率							
もしくは							
過去実績等	事業者から提供された 計画値 もしくは 2019年9月 ～2022年8月	(大規模)事業者から 提供された計画値 (小規模)2011年10月 ～2021年9月	2019年9月 ～2022年8月	2009年4月※ ～2021年10月 ※運用開始以降 （設備ごとに異なる）	(高圧以上)事業者から 提供された計画値 (低圧)2021年度	2018年11月 ～2021年10月	

FIT買取費用（購入）価格の考え方

- 具体的な算定方法（コマ別・月平均・年平均のいずれのデータを用いるか）は、事業者で異なる。

太陽光	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
スポット市場価格	2022年3月～2023年2月 北海道エリアプライス（先物補正）	2022年3月～2023年2月 東北エリアプライス（先物補正）	2022年3月～2023年2月 東京エリアプライス（先物補正）	2022年3月～2023年2月 北陸エリアプライス（先物補正）	2022年3月～2023年2月 中国エリアプライス（先物補正）	2022年3月～2023年2月 四国エリアプライス（先物補正）	2022年3月～2023年2月 システムプライス（先物補正）
×							
補正	太陽光実績カーブ（2021年10月～2022年9月実績）加重平均	8～16時平均値	太陽光実績カーブ（2021年7月～2022年6月実績）加重平均	太陽光実績カーブ（2021年度実績）加重平均	8～16時平均値	太陽光実績カーブ（2019年11月～2021年10月実績）加重平均	変動電源（太陽光・風力）実績カーブ（2022年3月～2023年2月）加重平均
算出単位	コマ別	月平均	コマ別	コマ別	年平均	コマ別	コマ別

水力・風力バイオマス	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	※バイオマスはなし 沖縄電力
スポット市場価格	2022年3月～2023年2月 北海道エリアプライス（先物補正）	2022年3月～2023年2月 東北エリアプライス（先物補正）	2022年3月～2023年2月 東京エリアプライス（先物補正）	2022年3月～2023年2月 北陸エリアプライス（先物補正）	2022年3月～2023年2月 中国エリアプライス（先物補正）	2022年3月～2023年2月 四国エリアプライス（先物補正）	2022年3月～2023年2月 システムプライス（先物補正）
×							
補正	補正なし	補正なし	補正なし	補正なし	補正なし	補正なし	変動電源（太陽光・風力）実績カーブもしくは非変動電源（水力）実績カーブ（2022年3月～2023年2月）加重平均
算出単位	月平均	月平均	コマ別	月平均	年平均	月平均	コマ別

審査における論点①（FIT買取費用（購入）の考え方）

（量について）

- **設備利用率の過去実績の採録期間等は事業者や電源によって異なるが、どのような考え方が合理的か**。例えば、太陽光発電について、設備利用率の実績の採録期間を過去1年としている事業者（沖縄）もいれば、過去10年以上としている事業者（中国）もいるが、どのような採録期間が合理的か。

（算定に用いるデータの粒度について）

- 詳細な算定方法は、事業者によって異なるが、どのような考え方が合理的か。例えば、**買取価格を算定する期間が、①コマ別（北陸（太陽光）、四国（太陽光））、②月間平均（東北、北陸（太陽光以外）、四国（太陽光以外））、③四半期平均（沖縄）、④年間平均（中国）**と異なるが、どのような考え方が合理的か。市場価格や発電電力量は季節により異なることから、**少なくとも月単位程度の粒度で算定することが合理的ではないか**。

（太陽光発電の算定に用いる価格データの考え方について）

- 太陽光に関しては発電する時間帯が日中に限られるところ、価格設定について、①8～16時コマの価格を採用（東北、中国）、②発電実績等に基づくカーブで補正（北陸、四国、沖縄）と事業者によって考え方が異なるが、どのような考え方が合理的か。**少なくとも太陽光に関しては、他の再エネと分けて算定することが合理的ではないか**。

審査の結果①（FIT買取費用（購入）の考え方）

（量について）

- FIT買取量について、各事業者で、**供給計画と整合的に織り込まれていることを確認**した。

（算定に用いるデータの粒度について）

- **中国電力**においては、**1年間の想定発電電力量に年間平均単価を乗じる**ことで算出しているが、**再エネの発電電力量や市場価格が季節によって異なることを考慮**すれば、**月単位での算定を求めるべき**であり、**申請との差分について料金原価から減額する**。
- 一方で、月単位での算定を行っている事業者においては、季節性を一定程度加味した算定を行っていると考えられるところ、全ての事業者にコマ別の算定までは求めないこととする。

（太陽光発電の算定に用いる価格データの考え方について）

- 太陽光発電分の買取費用の算定において、どの時間帯の市場価格を用いるかという点について、**東北電力**及び**中国電力**は、コマ別の実績に基づく加重平均値ではなく、特定時間帯（8～16時）の市場価格の平均値を用いている。
- この点について、両事業者に当該時間帯の価格を採用した理由を確認したところ、東北電力は、30分値データを持っていないため、回避可能費用算定において30分値を利用できない場合の算定方法※（資源エネルギー庁）に基づいて、中国電力は、太陽光発電の実績データ（下表参照）に基づいて、それぞれ8～16時のデータを採用した、との説明であった。いずれも、**一定の合理性がある**ため、コマ別の実績に基づく加重平均値による算出は求めないこととする。

太陽光発電量全量に占める、時間ごとの発電量の割合（赤枠は事業者における太陽光価格算出に用いる対象時間）

時間	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
中国	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	11%	12%	13%	13%	13%	13%	12%	11%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

※回避可能費用の激変緩和措置の運用に関するＱ＆Ａ　Q40参照（https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/faq_kaihi.pdf）

【６－４．購入･販売電力料】

①購入･販売電力料の概要

②相対取引（購入･販売）

③取引所取引（購入･販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入･販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

容量市場における支出と収入　申請概要

- 各事業者の容量拠出金（支出）及び容量確保契約金額（収入）の料金原価織り込み額と算定方法は以下のとおり。　※沖縄電力は容量市場の対象外

項目		北海道	東北	東京電力EP	北陸	中国	四国
容量拠出金（支出）	**原価算定申請額（３カ年平均）**	**194億円**	**－**	**1,440億円**	**176億円** ※支払基準で計上	**337億円**	**164億円**
	算定方法（申請時）	エリア別の小売電気事業者の負担総額に、**エリア内の自社の需要比率**（想定小売需要（ピーク時平均）÷エリアH3需要（**実需給前年度**））を乗じて算定	**織り込まない** （参考）広域機関の算定方法に依って算出した結果：**444億円**	エリア別の小売電気事業者の負担総額に、**エリア内の自社の需要比率**（想定小売需要（ピーク時平均）÷エリアH3需要（**実需給前年度**））を乗じて算定	エリア別の小売電気事業者の負担総額に、**エリア内の自社の需要比率**（想定小売需要（ピーク時平均）÷エリアH3需要（**実需給前年度**））を乗じて算定	エリア別の小売電気事業者の負担総額に、**エリア内の自社の需要比率**（想定小売需要（8月）÷エリアH3需要（**実需給年度**））を乗じて算定	全エリアの小売電気事業者の負担総額に、**全国大の自社の需要比率**（自社需要想定÷全国H3需要）を乗じて算定
容量確保契約金額（収入）	**原価算定申請額（３カ年平均）**	**▲238億円**	**－**	**▲54億円**	**▲169億円** ※支払基準で計上	**▲226億円**	**▲168億円**
	算定方法（申請時）	広域機関との容量確保契約金額から、市場退出電源（FITへ移行した電源等）分、非効率石炭火力フェードアウトに係るペナルティ分を除外 ※契約金総額781億円中、66億円を除外	**織り込まない** （参考）広域機関との容量確保契約金額：**▲476億円**	広域機関との容量確保契約金額から発電事業者分を除いた金額 ※市場退出電源なし	広域機関との容量確保契約金額から、市場退出電源（FITへ移行した電源）分を除外 ※契約金総額556億円中、18億円を除外	広域機関との容量確保契約金額から、市場退出電源（FITへ移行した電源）分を除外 ※契約金総額678億円中、0.2億円を除外	広域機関との容量確保契約金額 ※市場退出電源なし

※北海道電力、北陸電力、中国電力の容量確保契約金額の注釈：「契約金総額」は2024年度、2025年度の２年間の合計値。

審査における論点①（容量拠出金及び容量確保契約金額の取扱い）

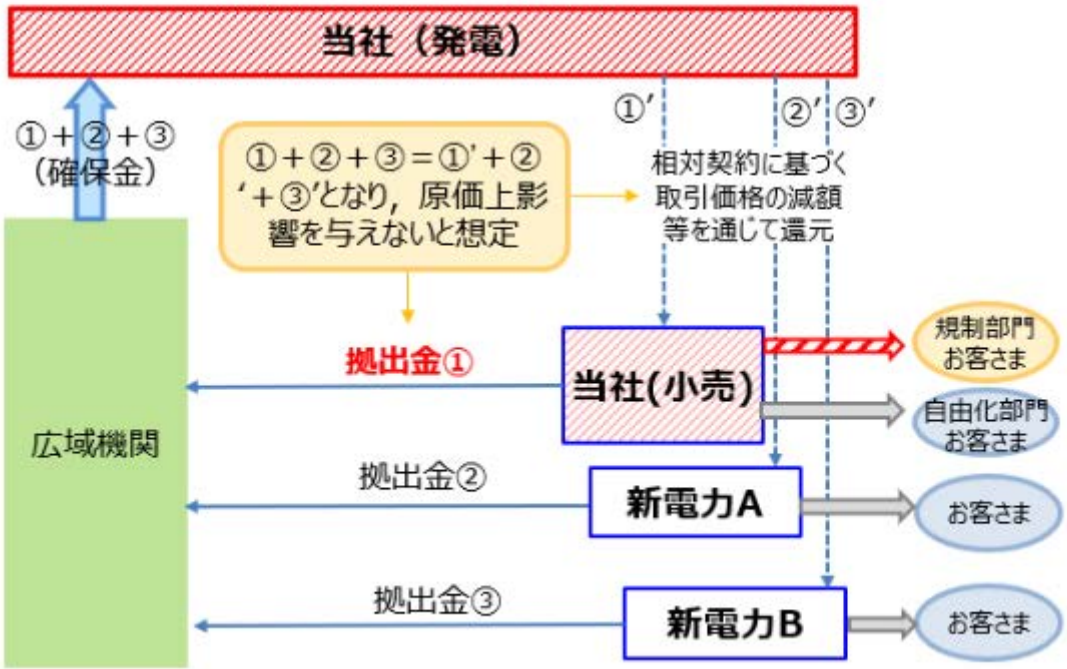
- 容量市場は、中長期的な供給力を確保することを目的として、発電事業者の投資回収の予見性を高め、再生可能エネルギーの主力電源化を実現するために必要な調整力を確保する仕組みとして2020年に創設された。
- 容量市場のメインオークションは実需給期間の4年前に行われることとされており、2024年度及び2025年度向けのメインオークションは既に実施され、約定結果は、電力広域的運営推進機関において公表されている。
- **料金算定規則において、容量拠出金及び容量確保契約金額の扱いについて明示的には規定されていない**中、今般の申請において、**北海道電力・東京電力EP・北陸電力・中国電力・四国電力の５事業者が、容量拠出金を購入電力料に、容量確保契約金額を販売電力料に、それぞれ織り込んでいる一方、東北電力はいずれも織り込んでいない**。
- なお、東北電力によれば、料金算定規則に規定が無い中、「当社が小売として支払う拠出金を含めた発電にとっての収入（確保金）は、相対契約に基づく取引価格の減額等を通じて還元されるため、原価には影響を与えないという考えに基づき、織り込みをしていない」との説明があった。
- こうしたことを踏まえ、容量拠出金及び容量確保契約金額の扱いについて、どのように考えるべきか。

【参考】東北電力の考え方（容量市場）

3-2.容量市場

- 容量市場に関する料金原価織り込みについては、会計整理および料金算定規則上、現時点で定めはなく、今後の議論と考えております。
- そのうえで、容量市場導入後は、小売事業者が支払う容量市場拠出金（以下、「拠出金」）は広域機関を経由して発電事業者が受け取り、「容量市場に関する既存契約見直し指針」に基づき、小売事業者との相対契約に反映されます。今回原価では、当社が小売として支払う「拠出金」を含めた発電にとっての収入（確保金）は、相対契約に基づく取引価格の減額等を通じて還元されるため、原価には影響を与えない、という考えに基づき、織り込みをしておりません。

＜容量市場のお金の流れ（イメージ）＞



●容量市場に関する既存契約見直し指針
2．基本的な考え方 より

具体的には、容量市場創設の趣旨を踏まえ、適切な時期に以下の内容の措置を講ずることが望ましい。<略>

・容量市場に入札して落札された容量（kW 価値）について、発電事業者等が容量市場から収入を得ており、既存相対契約において kW 価値に係る費用が支払われている場合は、既存契約を見直して、相対契約に基づく取引価格から容量市場から得られる収入額を差し引いた上で、発電事業者等が差額分を受け取る等の精算が行われるよう、当事者間で協議の上、既存契約の見直しを行う。

出典：東北電力提出資料より

審査の結果①（容量拠出金及び容量確保契約金額の取扱い）

- 容量拠出金及び容量確保契約金額は、料金算定規則には明示的に規定されていない費用・収入であるが、**容量拠出金**は、全ての小売事業者が支払うことが求められる費用であることから、**営業費の１つとして算定することが適当**と考えられる。また、**容量確保契約金額**は、発電事業者が容量確保契約に基づき受け取る対価であり、発電設備への投資関連費用について規制料金との二重回収が生じないようにするため、**控除収益の１つとして算定することが適当**と考えられる。
- ついては、**東北電力**が容量市場の費用と収入をいずれも料金原価に算入していない点に関して、**容量拠出金は営業費の１つとして、容量確保契約金額は控除収益の１つとして、それぞれ織り込むこととする**。
- なお、**今後、料金算定規則においても、容量拠出金及び容量確保契約金額の扱いを明確化**するべく検討を行う。

【参考】 第30回料金制度専門会合における委員からの指摘概要

○今までのガイドラインで書いてないというのは確かにそうだが、コストとしてかかるものは、**その後ガイドラインができた後に出てきたものであったとしても、コストに入るというのはある意味で当たり前**のことであって、それによって売却収入が得られるとすれば、それも他市場収益ということになるので、それを考慮するのは当然。（松村委員）

○容量市場については本来ニュートラルなはずという東北電力の考え方は、一見もっともに見えるが、私は**ほかの電力と同じ考え方にすべき**だと思う。なぜなら、まず容量市場がニュートラルになるのは、その結果として最も極端なケースでは、例えばスポットの価格がその分下がるということになり、トータルの負担が変わらないというニュートラリティだということになる。東北電力の将来の卸市場の価格は、本当にそれが織り込まれているのか。そういうことも織り込まないで高い価格を漫然とつける、あるいは相対市場で売る価格も漫然と横置きをし、ここについてはそこに織り込まれているはずだから入れないというのは、論理的にインコンシステントだと思う。（松村委員）

○容量市場については、ガイドラインとの市場ができたタイミングの問題があって入っていないのだろうが、私は法律の専門家ではないが、法律の精神、ガイドラインの精神からすると、当然収入も費用もきちっと織り込んだ上で、それが理論的に相殺されるように実際も相殺されれば、それはそれで構わない。**費用も収入も入れた上で原価を計算するのが我々やるべきことではないか**と思った。（圓尾委員）

審査における論点②（容量拠出金の算定方法）

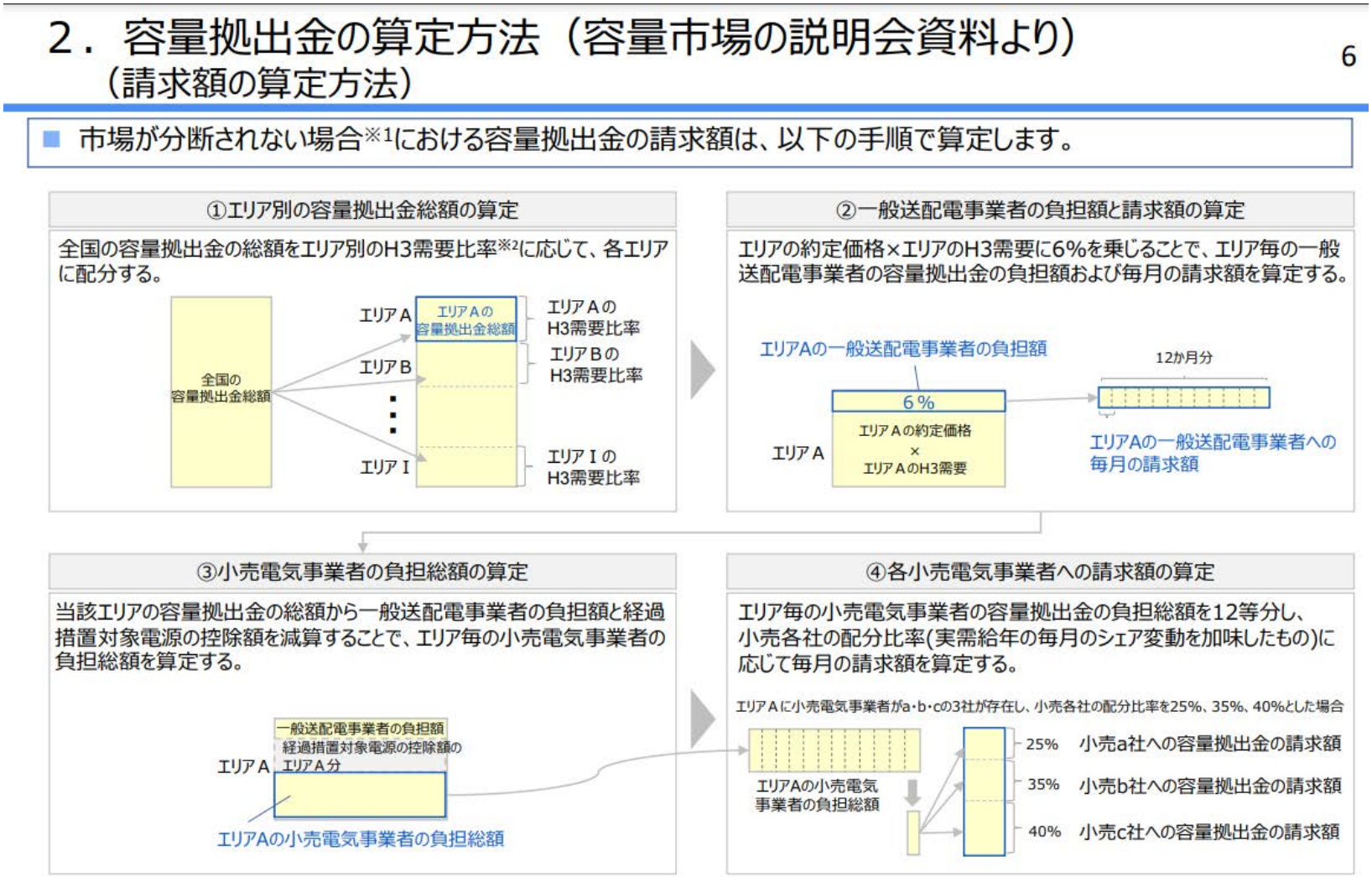
- 容量拠出金について、**広域機関が示している計算方法※に基づき、適切に算定されているか**。
- 四国電力においては、エリア別の総負担額にエリア内における自社シェア率を乗じるのではなく、全国大の総負担額に全国大における自社シェア率を乗じることで容量拠出金を算定しているが、このような算定方法は合理的か。
- 中国電力・四国電力においては、自社の配分比率の算定に際して、広域機関が示す算定方法と異なるピーク時電力を用いているが、このような算定方法は合理的か。
- 北陸電力においては、容量拠出金が実際に請求されるタイミングに合わせて、毎月の請求額について３ヶ月遅れで織り込んでいるが、このような算定方法は合理的か。

（参考）容量拠出金の算定方法
広域機関によれば、以下の手順で算定することとされている。
①エリア別の容量拠出金総額の算定
②一般送配電事業者の負担額と請求額の算定
③小売電気事業者の負担総額の算定
④各小売電気事業者への請求額の算定
エリア毎の小売電気事業者の容量拠出金の負担総額を12等分し、小売各社の配分比率（※）に応じて毎月の請求額を算定する。
※小売各社の毎月の配分比率は、前年度の年間(夏季/冬季)のピーク時の電力(kW)を基礎とし、実需給年の各月の小売電気事業者のシェア変動を加味する。年間ピークとは「7月～9月/12～2月の各月における最大需要発生時(1時間)における電力使用量を合計したもの(kW)の当該期間における比率」を指し、それぞれ容量拠出金1～6回目/7～12回目の請求額算定の基礎となる。

（出所）2020年6月25日　第26回 容量市場の在り方等に関する検討会　資料4「（参考）容量拠出金の具体的な計算方法」
https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2020/files/youryou_kentoukai_26_04.pdf

【参考】容量拠出金の算定方法（1/2）

- 容量拠出金の算定方法は、容量市場を運営する広域機関の「容量市場の在り方等に関する検討会」において整理・公表されている。



出所：2020年6月25日　第26回 容量市場の在り方等に関する検討会　資料4「（参考）容量拠出金の具体的な計算方法」

【参考】容量拠出金の算定方法（2/2）

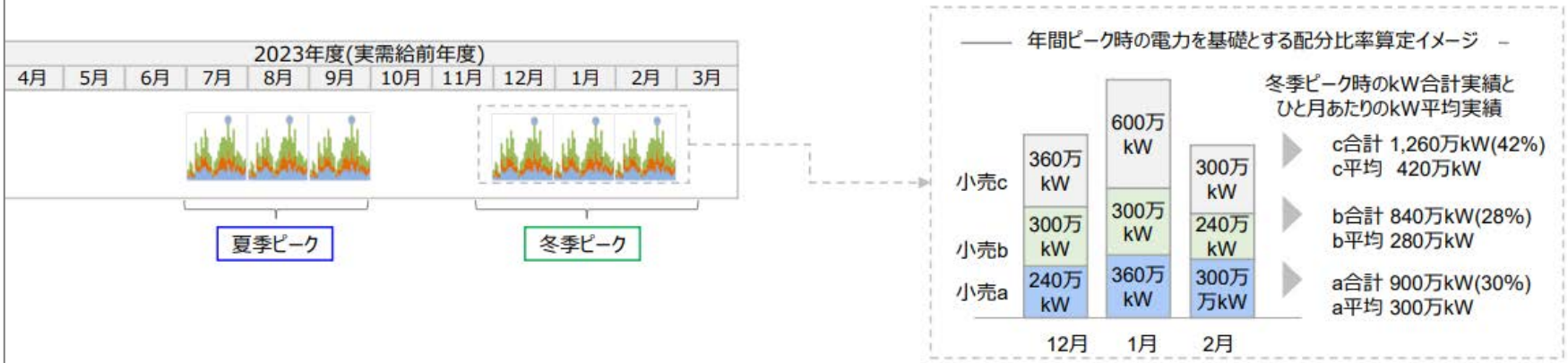
2．容量拠出金の算定方法（容量市場の説明会資料より）
（小売各社の毎月の配分比率・請求額算定について（1/2））

11

- 小売各社の毎月の配分比率は、前年度の年間(夏季/冬季)のピーク時の電力(kW)を基礎とし、実需給年の各月の小売電気事業者のシェア変動を加味します。当該配分比率に基づき小売各社の毎月の請求額を本機関が決定します。

※ 年間ピークとは「7月~9月/12～2月の各月における最大需要発生時(1時間)における電力使用量を合計したもの(kW)の当該期間における比率」を指し、それぞれ容量拠出金1～6回目/7～12回目の請求額算定の基礎となります。

小売電気事業者に対する容量拠出金の配分比率・請求額算定の考え方



出所：2020年6月25日　第26回 容量市場の在り方等に関する検討会　資料4「（参考）容量拠出金の具体的な計算方法」

審査の結果②（容量拠出金の算定方法）

- **北海道電力・東京電力EP・北陸電力**においては、**広域機関が示している算定方法※に即して、容量拠出金の算定を行っていることを確認**した。

  ※エリア別の小売電気事業者の負担総額を12等分して月別の請求額を算出した上で、各社の配分比率は、**前年度の年間（夏季/冬季）のピーク時の電力（kW）を基礎**として、実需給年の各月の小売電気事業者のシェア変動を加味して算出することとされている。ただし、現時点で、実需給年における各月のシェア変動を各事業者が客観的に想定することは困難であることから、いずれの事業者もシェア変動は加味していない。

- **中国電力**においては、概ね広域機関が示している算定方法に即して算定を行っているものの、配分比率の算定に際して、**実需給年度のデータ**を用いているが、他社と同様、**実需給前年度の比率を用いて算定することとし、原価織り込み額を下回る部分について料金原価から減額する**。

- **四国電力**においては、エリア別の総負担額にエリアにおける自社の配分比率を乗じるのではなく、全国大の総負担額に全国における自社の配分比率を乗じることで算定しているが、これは、双方の試算を行った上で、**原価の小さい方法を選択したことを確認**したため、**再計算は求めないこととする**。

- **北陸電力**においては、容量拠出金が**実際に請求されるタイミングに合わせて３ヶ月遅れ**で織り込んでいるが、この点について合理的な理由が確認されなかったため、他社と同じく、**オークション対象の実需給年度分の総額を織り込むべきであり、原価織り込み額を上回る部分について料金原価に織り込むこととする**。（※容量確保契約金額についても同様の査定を行うことで、トータルでは料金原価が圧縮されることとなる。詳細は後述。）

審査における論点③（容量確保契約金額の算定方法）

- 容量確保契約金額について、各事業者が広域機関と締結済みの**容量確保契約書に基づき、適切に算定されているか**。
- オークション約定後に、FIT認定等により市場退出することとなった電源分の契約金額を減額している事業者（北海道電力・東京電力EP・北陸電力・中国電力）については、正しく金額が反映されているか。
- 北陸電力においては、容量確保契約金額が実際に振り込まれるタイミングに合わせて、毎月の契約金を５ヶ月遅れで織り込んでいるが、このような算定方法は合理的か。
- メインオークションに加えて、実需給年度の前年度に追加オークションが開催される可能性があるが、現時点で原価算定期間内の開催の有無を見通すことはできないことから、原価に織り込む必要はないと考えて良いか。

審査の結果③（容量確保契約金額の算定方法）

- 各事業者が広域機関と締結した容量確保契約書を確認した結果、**四国電力においては、申請額が契約額と一致していることを確認**した。
- 北海道電力・東京電力EP・北陸電力・中国電力においては、容量確保契約の締結後に**容量市場から退出した電源**（FIT認定を受けたことや電源の休止を決定したこと等による）**について、退出した容量に相当する分の収入を当初の契約額から減額するなど、適切に算定していることを確認**した。
- **北陸電力**は、容量確保契約金額を**実際に振り込まれるタイミングに合わせて5ヶ月遅れ**で織り込んでいるが、この点について合理的な理由が確認されなかったため、他社と同じく、**オークション対象の実需給年度分の総額を織り込むべきであり、原価織り込み額を上回る部分について料金原価から減額する**。
- メインオークションに加えて、実需給年度の前年度に追加オークションが開催される可能性があるが、現時点で原価算定期間内の開催の有無を見通すことはできないことから、原価に織り込むことは求めないこととする。

【６－４．購入･販売電力料】

①購入･販売電力料の概要

②相対取引（購入･販売）

③取引所取引（購入･販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入･販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

申請概要（調整力公募・需給調整市場）

- 調整力公募・需給調整市場等に関する各事業者の原価への織り込み額は以下のとおり。

※沖縄電力についてはNW部門が一体となっているため、他社販売電力料としての原価への織り込みは無い。

（単位：億円）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP				北陸電力				中国電力				四国電力			
	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均
他社販売電力料	129	58	82	**90**	64	0	0	**22**	32	–	–	**11**	108	54	37	**67**	118	98	133	**116**	101	5	121	**76**
調整力公募	128			43	–			**–**	**–**			**–**	77			**26**	97			**32**	42			**14**
電源Ⅰ	122			41	–※1			**–**	**–**			**–**	74			**25**	90			**30**	36			**12**
電源Ⅰ′	6			2	0※1			**–**	32			**11**	3			**1**	6			**2**	6			**2**
ブラックスタート機能公募	1	–	3	1	–	–	–	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	1	–	–	**1**	0	1	36	**13**	0	0	36	**12**
需給調整市場	–	58	79	**46**	64	1	1	**22**	212	7	113	**111**	31	54	37	**41**	21	96	96	**71**	59	5	85	**50**
三次②	–	58	79	**46**	62	1	1	**22**	212	7	113	**111**	31	32	21	**28**	16	16	16	**16**	59	5	85	**50**
三次①	–				2	0	0	**0**					–	22	16	**13**	5	81	81	**56**				
一次、二次①・②						–	–	**–**																

※1　調整力公募の結果が出ていなかったため、織り込んでいない。

審査における論点①（託送料金との整合性）（1/3）

- 今後、調整力の調達に関する制度は変わっていく予定であり、まだ取引実績の無い取引も存在する中で、どのように原価に織り込むことが適切か。
- 実績額を据え置いている事業者もいれば、一定の数量や単価を見積もっている事業者もいるが、どのような考え方が合理的か。

※調整力公募：2023年度の公募結果に基づく実績値あり（※ただし、申請時点では結果が出ていなかった）。
ブラックスタート機能公募：2025年度までの公募結果に基づく実績値あり。
三次調整力②：2022年度まで実績値あり。
三次調整力①：2022年度のみ実績値あり。
一次調整力・二次調整力①②：2024年度から開始されるため、実績なし。

- 調整力の提供による収入が、調整力の調達に係るコストと整合しているか、という観点から、託送料金に織り込まれている需給調整コストとの比較は参考になるのではないか。そうした観点からすると、**各事業者とも、後年度になるほど、織り込んでいる販売電力料が需給調整コストに比べて小さくなっているが、これは合理的と言えるか**。特に、**東北電力においては、2024年度以降、調整力の提供による販売電力料が僅少になっているが、これは合理的と言えるか**。

※一般送配電事業者は調整力の調達に際して広域調達を行うため、あるエリアの一般送配電事業者の調整力調達に係るコストと、当該エリアの旧一般電気事業者の調整力提供による収入が、必ずしも一致するわけではない点に留意が必要。

審査における論点①（託送料金との整合性）（2/3）

- 今般の申請において各事業者が控除収益として織り込んでいる需給調整関連収入と、託送料金に織り込まれている各エリアの一送の需給調整コストとの比較は以下のとおり。
- いずれも、**<u>需給調整関連収入が、託送料金における需給調整コストよりも少額</u>**となっている。

※東京電力PGに対しては、東京電力EP以外（JERA等）も調整力を供出しているため、両者の織り込み額は特に大きく乖離している。

【小売料金】需給調整関連収入織り込み額　（単位：億円）

	2023年度	2024年度	2025年度	平均
	需給調整市場（三次①、三次②）	需給調整市場（一次～三次②）	需給調整市場（一次～三次②）	
北海道電力	-	58	79	46
東北電力	64	1	1	22
東京電力EP	212	7	113	111
北陸電力	31	54	37	41
中国電力	21	96	96	71
四国電力	59	5	85	50

【託送料金】需給調整コスト織り込み額（査定後の金額）　（単位：億円）

	2023年度	2024年度	2025年度	平均
	需給調整市場（三次①）	需給調整市場（一次～三次①）	需給調整市場（一次～三次①）	
北海道電力NW	42	192	225	153
東北電力NW	68	293	322	228
東京電力PG	47	664	783	498
北陸電力送配電	17	183	197	132
中国電力NW	60	304	358	241
四国電力送配電	31	83	96	70

審査における論点①（託送料金との整合性）（3/3）

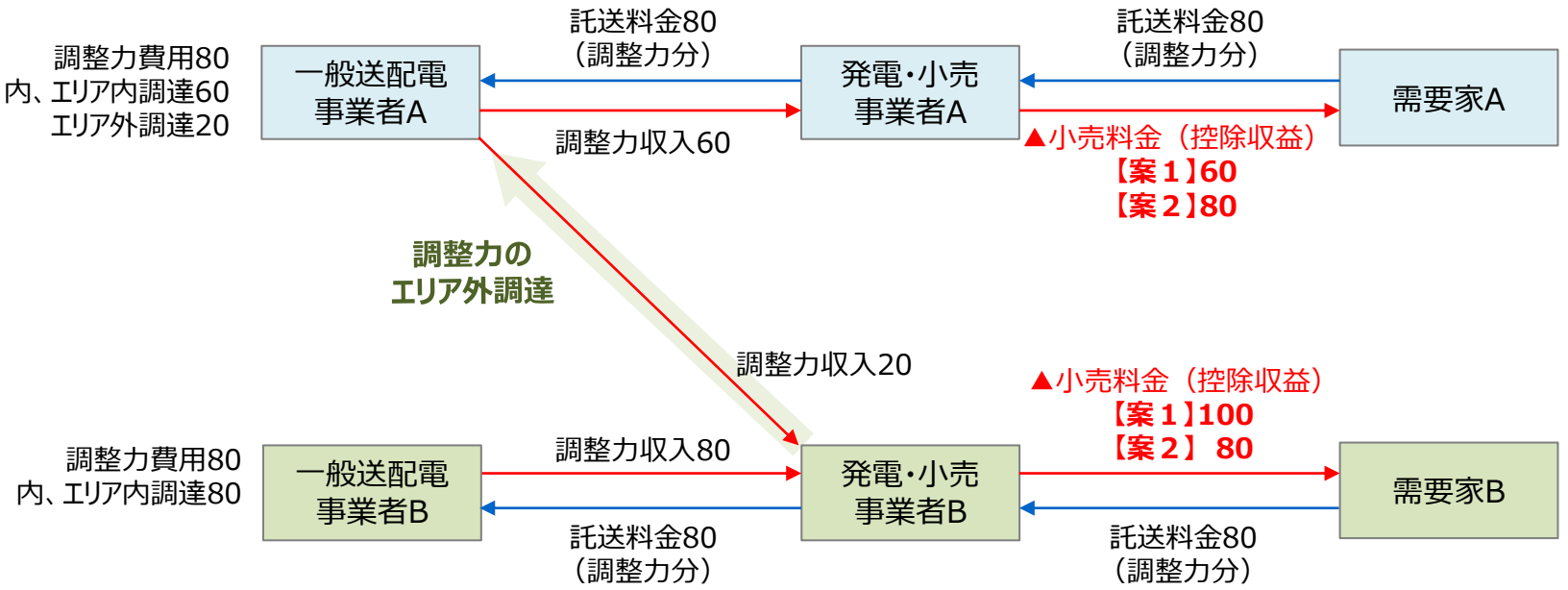
- 現状、電源Ⅰの大宗は旧一般電気事業者が供出しており、当面の間、旧一般電気事業者以外の事業者の参入は限定的と考えられることから、**全国大で見れば、旧一般電気事業者の調整力収入の合計が、託送料金に織り込まれる一般送配電事業者の調整力費用の合計と整合的な金額となる必要がある**と考えられる。
- 他方、需給調整市場においては、一般送配電事業者による調整力の広域調達が行われるため、**エリアごとにみると、調整力収入と調整力費用の入り繰りがあり得る**（実際に、既に開始されている三次調整力①の取引においては、エリア外からも調達が行われている。）。
- この点について、**【案１】エリア間の入り繰りを考慮する方法**、**【案２】エリア間の入り繰りを考慮しない方法**が考えられるが、**いずれの方法が適当か**。
- 発電・小売事業者が原価算定期間における費用・収入を適切に見積もるという**総括原価方式の原則からすれば【案１】が適当**ではあるが、大宗の商品は取引が開始されていないこと等により※、エリア間の入り繰りを考慮するための**合理的な指標を採ることが困難であるため、【案２】とすることとしてはどうか**。

※　一次調整力～二次調整力については、取引が開始されておらず、現時点で、エリア外からの調達量を適切に織り込むことが困難。また、三次調整力①の取引については、2022年4月から取引が開始されているが、調達不足や価格高騰の課題が生じており、エリア外からの取引実績を用いることには課題がある。

【参考】エリア間の入り繰りのイメージ

- 小売料金から控除する調整力収入について、【案１】エリア間の入り繰りを考慮する場合、【案２】エリア間の入り繰りを考慮しない場合の収支のイメージはそれぞれ以下のとおり。

Aエリア　～一般送配電事業者による調整力のエリア外調達があるエリア～



Bエリア　～発電事業者による調整力のエリア外提供があるエリア～

小売料金からの控除額と負担関係

エリア間の入り繰り	Aエリア			Bエリア		
	控除額	需要家	発電・小売事業者	控除額	需要家	発電・小売事業者
【案１】考慮する	60	20持ち出し	ニュートラル	100	20利得	ニュートラル
【案２】考慮しない	80	ニュートラル	20持ち出し	80	ニュートラル	20利得

審査における論点②　（調整力ΔkW収入の取扱い）

- 需給調整市場ガイドラインで、大きな市場支配力を有する事業者に対し、各電源等のΔkW価格の登録に一定の規律が設けられており、次の式を満たすように算定することが妥当とされている。

> **ΔkW価格**≦当該電源等の**逸失利益（機会費用）**＋**一定額**
>
> **一定額**＝当該電源等の**固定費回収のための合理的な額**
> （当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）

- ΔkWを構成する各要素について、原価算定上、以下のように取り扱うこととしてはどうか。

➢ **固定費回収のための合理的な額**

– **控除収益としての織り込みが必要**である。

➢ **機会費用（起動費を含む）**　※スポット市場価格より限界費用が高い電源を追加並列する場合

– 収入に見合う費用も同額発生することとなり、収支はニュートラルとなる。各事業者の申請上、当該費用を原価に織り込んでいないことから、**控除収益としての織り込みは不要**である。

➢ **逸失利益**　※スポット市場価格より限界費用が低い電源の出力を下げる場合

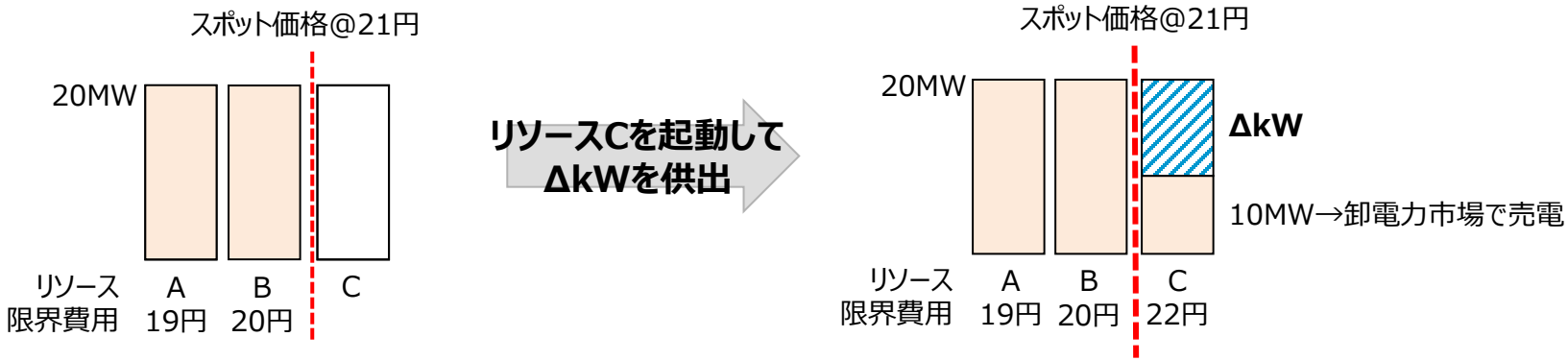
– 卸電力市場等で本来得られたであろう利益であり、**ΔkWを供出する場合と、ΔkWを供出せずに卸電力市場に全量供出する場合で、得られる利益はニュートラル**となる。

– このため、取引所取引におけるマッチングにおいて、**全ての電源を市場で取引する前提で算定している場合**には、**控除収益としての織り込みは不要**である。

– 一方で、取引所取引におけるマッチングにおいて、**需給調整市場への供出電源を含めていない場合**には、**控除収益としての織り込みが必要**である。この場合、**取引所取引におけるマッチングに需給調整市場への供出電源を含めて算定した結果と申請額とを比較して査定を行う**。

【参考】機会費用の取扱い

- スポット市場価格よりも限界費用が高い電源を追加的に起動することでΔkWを供出する場合に生じるΔkW収入（機会費用（起動費を含む））については、**収入に見合う費用も発生**することから、**収支がニュートラルとなる**。



【リソースCをΔkW供出する際に生じる収支】

機会費用

・最低出力までの費用
　22円×10MW=220千円
・最低出力を卸電力市場で売電
　21円×10MW=210千円
・ΔkW収入（最低出力までの機会費用）
　(21円－22円）×10MW=10千円

収支合計：10千円＋210千円－220千円＝０円

起動費

・起動費
　300千円
・ΔkW収入（起動費）
　300千円

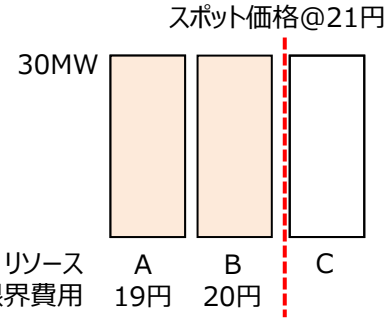
収支合計：30千円－30千円＝0円

機会費用（起動費含む）については、収支がニュートラルである。

【参考】逸失利益の取扱い

- スポット市場価格よりも限界費用が低い電源の出力を下げることでΔkWを供出する場合に生じる、ΔkW収入（逸失利益）については、ΔkWを供出しない場合の市場収入とニュートラルである。

取引所取引におけるマッチング結果
（ΔkWを供出しない場合）

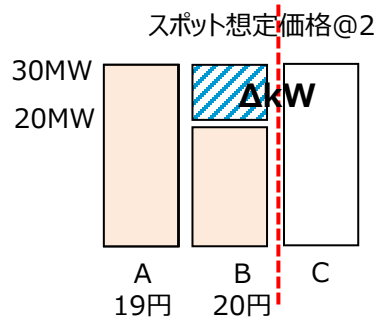


収入（スポット市場）：@21×60MWh=1,260千円
費用（燃料費）： @19×30MWh+@20×30MWh=1,170千円

収支合計：1,260千円－1,170千円＝90千円

ΔkW供出

一次調整力～三次調整力①　（週間断面におけるΔkW供出）

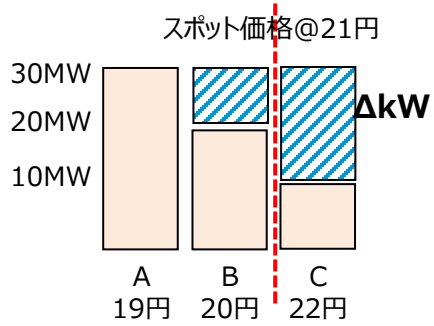


収入（ΔkW）：逸失利益　（@21－@20）×10MWh=10千円
収入（スポット市場）：@21×50MWh=1,050千円
費用（燃料費）：@19×30MWh+@20×20MWh=970千円

収支合計：10千円＋1,050千円－970千円＝90千円

ΔkW供出

三次調整力②　（持ち替えによるΔkW供出）



収入（ΔkW ）：持ち替え費用　（@22－@20）×10MWh=20千円
収入（スポット市場）：@21×60MWh=1,260千円
費用（燃料費）：@19×30MWh+@20×20MWh+@22×10MWh=1,190千円

収支合計：20千円＋1,260千円－1,190千円＝90千円

【参考】ΔkW市場の入札価格における逸失利益の考え方

- 第45回制度設計専門会合において、調整力ΔkW市場に供出する電源のΔkW確保の考え方を以下のように示した。

  ① **卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列しΔkWを確保する場合**

  →この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用が発生

  ② **卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げてΔkWを確保する場合**

  →この場合、ΔkWで落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生

- 以上を逸失利益（機会費用）の基本的な考え方とし、監視において限界費用や予想した卸電力市場価格等の根拠資料の提出を求め、ΔkW価格が合理的でない場合は、修正を求めるなどの対応をすることとしてはどうか。

調整力ΔkW市場に供出する電源のΔkW確保の考え方

【参考】取引所取引におけるマッチングの考え方（再掲）

N年度 | 4月 5月 …… 3月

N+1年度 | 4月 5月 …… 3月

N+2年度 | 4月 5月 …… 3月

各月代表日を抽出
（平日1日・休日1日）

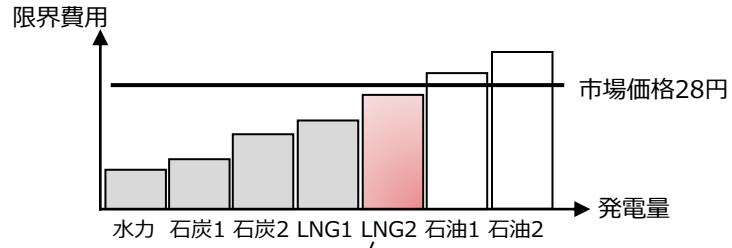
①代表日について、コマ別に需給バランス作成※1

需給バランスのイメージ（灰色は、需要を賄うために稼働予定のユニット）

コマ	需要量(kWh)	供給力(kWh)								
		ユニット	再エネ太陽光	水力	石炭1	石炭2	LNG1	LNG2	石油1	石油2
		限界費用	1円	5円	10円	15円	20円	25円	30円	35円
0:00-0:30	4,000		0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
・・・										
11:30-12:00	7,000		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
・・・										
23:30-24:00	5,000		0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

②市場想定価格を当てはめて限界費用の大小をコマ単位で比較し、市場売買料金（＝取引量×市場価格）を算出※2

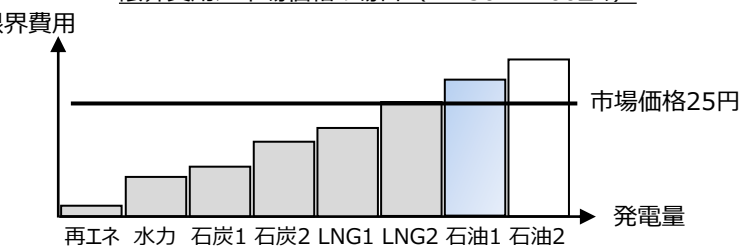
限界費用＜市場価格の場合（0:00-0:30コマ）



需要を賄うため
LNG1まで稼働

余剰分について燃料を焚き増し、自社余剰電源を販売
【販売電力料】▲28円×1,000の販売増
【燃料費】25円×1,000の燃料費増
【全体】▲3円×1,000の控除収益増

限界費用＞市場価格の場合（11:30-12:00コマ）



需要を賄うため
石油1まで稼働
予定だった

市場より高値のユニットは燃料を焚き減らし、
自社電源より安価な価格で市場調達
【購入電力料】25円×1,000の購入増
【燃料費】▲30円×1,000の燃料費減
【全体】▲5円×1,000のコスト減

③一か月分の市場売買料金を算出

(平日代表日の市場売買料金(②)×平日の日数)＋(休日代表日の市場売買料金(②) ×休日の日数)

④各月の市場売買料金を①～③で算出し、３か年分を積算して、取引所取引の原価を算出

※1 マッチング対象日について、中国・四国は365日×原価算定期間3年分で行っている。
※2 マッチング単位について、東電EPはコマ別ではなく月単位で行っている。

審査における論点③（三次調整力②ΔkW収入）（1/2）

- **三次調整力②**は再エネ予測誤差に対応する調整力であることから、一般送配電事業者は当該調整力の確保に係る費用をFIT賦課金により回収することとなっており、**託送料金による回収の対象外**となっている。
- このため、三次調整力②に係る収入は、一次調整力～三次調整力①のように託送料金に織り込まれる調整力費用と比較することはできないが、**どのように算定することが適切か**。

各事業者の調整力収入（需給調整市場）織り込み額

（単位：億円）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP				北陸電力				中国電力				四国電力			
	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均
三次②	–	58	79	**46**	62	1	1	**22**	212	7	113	**111**	31	32	21	**28**	16	16	16	**16**	59	5	85	**50**
三次①	–				2	0	0	**0**					–	22	16	**13**	5	81	81	**56**				
一次、二次①・②		–	–	–		–	–	**–**																

三次調整力②の織り込みに関する各社の考え方

北海道電力：　電源固定費から他市場における収益を控除した金額で算定。

東北電力：　2023年度は2022年度実績を基に算定。2024年度、2025年度は容量市場開始に伴い容量市場収入により，未回収固定費が無くなる（固定費回収済みとなる）ものと想定。

東京電力EP：　需給調整市場の収入は、供出対象電源の容量市場収入控除後の基本料金を稼働量により除して算出した固定費単価により算定。固定費回収済みの場合には一定額（限界費用×10%×電源Ⅰ平均稼働率5%）により算定。

北陸電力：　入札原資はスポット市場送電後の余力。入札単価は「機会費用+未回収固定費」とし、入札単価と市場価格（2021下+2022上　3次②実績）をコマ毎に比較して、入札単価＜市場価格であれば約定。

中国電力：　未回収固定費が発生しない前提とし、至近の三次②に係る市場設計や約定動向を踏まえる観点から、共同調達が開始された2022年度上期実績を基に算定。

四国電力：　需給調整市場の収入は、供出対象電源の未回収固定費に2021年度の実績回収率を乗じて算定。2024年度は、同年度から始まる容量市場の約定額が高額で容量市場からの収入により供出対象電源の未回収固定費が僅少となるため、価格規律で認められている一定額（限界費用×10%×想定約定量×電源Ⅰ平均稼働率5%）にて算定。

審査における論点③（三次調整力②ΔkW収入）（2/2）

- 一般送配電事業者による三次調整力②の調達費用については、三次調整力②に係る制度の見直しが行われた際、2022年1月～12月における費用（実績値及び制度見直し後の試算値）が公表されている。
- 2023年度以降における一般送配電事業者による三次調整力②の調達費用について、現時点で適切に見積もることは困難であるため、**原価算定上、**上記の試算に用いた**発電・小売事業者による見積り額（2022年における年間調達費用）を、2023～2025年度の各年度の調達費用として用いることとしてはどうか**※。

  ※ 当該試算においてはエリア間の入り繰りも考慮されているため、三次調整力②についてはエリア間の入り繰りを考慮する。
- その際、**一次調整力～三次調整力①と同様に**、**固定費回収のための合理的な額については、控除収益としての織り込みが必要**、**機会費用（起動費含む）及び逸失利益については控除収益としての織り込みは不要、とすることとしてはどうか**。
- その上で、**固定費回収のための合理的な額**については、**2024年度以降、容量市場からの収入分は控除することとしてはどうか**。

※ なお、固定費回収が済んだ電源等についても、需給調整市場GLに定められている「一定額＝限界費用×一定割合」を調整力ΔkW収入として織り込むことが必要。

【参考】一般送配電事業者による三次調整力②調達費用

- 一般送配電事業者による2022年1月～12月の調達費用の試算結果は以下のとおり（※制度見直し前、制度見直し後）。
- 料金算定上は、算出元データである、発電・小売事業者ごとの見積り額を用いることを想定する。

第81回　制度設計専門会合
資料5より抜粋

（参考）制度見直しによる影響

- 今般の制度見直しを踏まえ、三次調整力②の調達費用への影響額を以下のとおり試算した。

制度見直しによる三次調整力②の調達費用への影響試算

（2022年１月～12月（TSOエリアごと））

（億円）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
①制度見直し前	56.9	128.0	150.6	452.2	18.4	292.8	116.1	52.4	209.8	1,477.3
②制度見直し後	53.6	128.3	141.9	206.3	14.5	298.7	108.6	50.4	205.8	1,208.1
②－①	-3.2	0.3	-8.8	-245.9	-3.9	5.9	-7.5	-2.0	-4.0	-269.2

※ 1．制度見直し前の数値は、三次調整力②の調達費用の実績額。
※ 2．制度見直し後の数値は、制度見直しを踏まえ、発電事業者において各入札実績を見直して試算したものの合計。
※ 3．東北エリアにおいては、一部発電事業者による機会費用の算出方法の見直しを行った。
※ 4．関西エリアにおいては、一部発電事業者が、制度見直し前の機会費用の算出時に、卸電力市場価格（予想）の価格設定において高い価格を用いていた。
※ 5．四捨五入の関係上、制度見直し前と制度見直し後の差額が「②－①」の数値と一致しない場合がある。
※ 6．制度見直しに関し、制度設計専門会合の議論自体は2022年10月以降に開始され、需給調整市場ガイドラインの見直し自体は同年11月会合等を踏まえて現在手続き中である。上記の制度見直し後の効果はあくまで将来の調達費用を考えるための試算値であり、2022年内の一般送配電事業者の調達費用が下がっていた、または下げられるはずだった、といったことを含意するものではない。

38

審査における論点④（調整力kWh収入の取扱い）（1/2）

- 需給調整市場ガイドラインで、大きな市場支配力を有する事業者に対し、各電源等のkWh価格の登録に一定の規律が設けられており、次の式を満たすように算定することが妥当とされている。

> 上げ調整の**kWh価格**≦当該電源等の**限界費用**＋**一定額**
>
> 下げ調整のkWh価格≧当該電源等の限界費用－一定額
>
> **一定額**＝当該電源等の**固定費回収のための合理的な額**
> （当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）

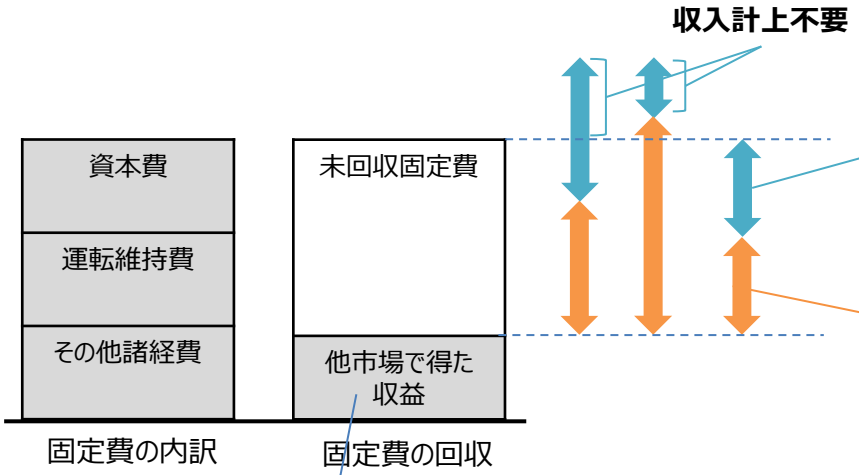
- 調整力kWhを構成する各要素について、原価算定上、以下のように取り扱うことでどうか。

  - **固定費回収のための合理的な額**
    - **控除収益としての織り込みが必要**である。
  - **限界費用**
    - 収入に見合う費用（燃料費）も同額発生することとなり、収支はニュートラルとなる。各社の申請上、当該費用を原価に織り込んでいないため、**控除収益としての織り込みは不要**である。

審査における論点④（調整力kWh収入の取扱い）（2/2）

- 一次調整力～三次調整力②等として約定した電源（**予約電源**）**以外の電源**は、**調整力kWh市場における固定費回収**が見込まれるが、当該費用回収の**合理的な額をどのように算出すべきか**、整理する必要がある。
- この点に関し、調整力kWh収入を構成する固定費回収のための合理的な額は、**2022年実績値を基に算出**（容量市場収入等を考慮）**することとしてはどうか**。
- ただし、このように算定した未回収固定費が、各ユニットの未回収固定費を上回る場合には、過剰な回収となる可能性があるため、**調整力kWh収入のうち、当該超過分は収入計上しないことを認めることとしてはどうか**。

小売料金における未回収固定費の整理



	調整力kWh市場で回収
予約電源以外	2022年実績値を基に算出（容量市場収入控除前）※

	ΔkW市場で回収
一次調整力～三次調整力①	託送料金に織り込まれる調整力費用と整合的な額→未回収分の５割（容量市場収入等控除後）
三次調整力②	2022年実績値を横置き（容量市場収入等控除前）※

※容量市場収入等は別途控除する。

電源Ⅰ、電源Ⅰ‘、容量市場、ブラックスタート機能公募スポット市場等からのkWh収益

審査における論点⑤（調整力公募・ブラックスタート機能公募）

- 調整力公募及びブラックスタート機能公募については、各発電・小売事業者の**落札結果が確定しているため※、当該金額で査定を行うこととしてはどうか**。

※ 2023年度の調整力公募について、2022年12月に公募結果が公表済み。ブラックスタート機能公募については、2025年度向け契約分まで約定済み。
北海道の電圧調整機能公募については2023年度まで約定済み。

2023年度 調整力公募結果

（単位：億円）

	調整力固定費収入織り込み額			調整力公募結果		
	電源Ⅰ‘	電源Ⅰ	計	電源Ⅰ‘	電源Ⅰ	計
北海道電力	6	122	128	6	122	128
東北電力	-	-	-	4	77	81
東京電力EP	32	-	32	32	-	32
北陸電力	3	74	77	3	74	77
中国電力	6	90	97	9	89	99
四国電力	7	36	42	9	44	53

2023-25年度 ブラックスタート機能公募結果

	ブラックスタート機能収入織り込み額				ブラックスタート機能公募結果			
	2023	2024	2025	平均	2023	2024	2025	平均
北海道電力	0.5	-	3.2	1.3	0.5	-	3.2	1.3
東北電力	-	-	-	-	0.1	-	0.1	0.1
東京電力EP	-	-	-	-	-	-	-	-
北陸電力	0.7	-	-	0.2	0.7	-	0.8	0.5
中国電力	0.3	1.2	36.5	12.6	0.3	1.2	36.5	12.6
四国電力	0.1	0.0	36.3	12.2	0.1	0.0	36.3	12.2

電圧調整機能公募収入織り込み額			
2023	2024	2025	平均
9.6	0.5	0.2	3.4

※北海道のみ電圧調整機能公募あり。
北本安定運転維持対策については、2023年度に系統安定化装置設置の計画があるため、2024年度以降は募集終了となる予定であり、金額減少。

（注）一般送配電事業者によるブラックスタート機能の調達方法について、2024年度以降は各社ブラックスタート機能公募によるが、2023年度は公募による調達、調整力公募の中で金額合意等、各社相違がある。

審査の結果（調整力公募・需給調整市場）

- **需給調整市場に係る収入（控除収益）**について、**以下の考え方に基づき再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する**。
  - 調整力**ΔkW**収入
    - 一次調整力～三次調整力①に係る**固定費回収のための合理的な額について、託送料金に織り込まれる一般送配電事業者の調整力費用と整合的な金額**とする。

    ※　なお、東京電力EPについては、東京電力PGの託送料金織り込み額のうち、東京電力EP分を考慮する。

    - 三次調整力②に係る**固定費回収のための合理的な額について、発電・小売事業者による見積り額（2022年における一般送配電事業者による調達費用の算定根拠）を基に2023～2025年度の収入を算出する**。
    - 逸失利益について、**取引所取引におけるマッチングに需給調整市場への供出電源を含めて算出した金額**とする。
  - 調整力**kWh**収入
    - **固定費回収のための合理的な額について、2022年における実績額を基に2023～2025年度の収入を算出する**。
- **調整力公募・ブラックスタート機能公募に係る収入（控除収益）**について、**確定済の落札結果を織り込む**こととし、**足らざる部分について料金原価から減額する**。

【６－４．購入･販売電力料】

①購入･販売電力料の概要

②相対取引（購入･販売）

③取引所取引（購入･販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入･販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

非化石証書購入費の申請概要

- 申請６事業者（北海道、東北、東電EP、北陸、中国、四国）における非化石証書購入費の原価織り込みの考え方と申請額は以下のとおり。

  ※沖縄電力は中間目標義務の対象外

原価織り込みの考え方と申請額

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力
中間目標値の算定根拠	2023年度目標概算値から2030年度44%に向け**等差**と想定	2022年度目標から**+2.5%/年**（第１ﾌｪｰｽﾞの延長）	2022年度目標から2030年度44%に向け**等差**と想定	2022年度目標から2030年度44%に向け**等差**と想定	2021年度目標から2030年度44%に向け**等差**と想定	2022年度目標から2030年度44%に向け**等差**と想定
内部取引可能量の織り込み	有	有	**無**	有	有	有
原価算入申請額（３カ年平均）	**19億円**	**53億円**	**224億円**	**14億円**	**13億円**	**11億円**

審査における論点

（購入数量）

- 非化石証書の購入量及び調達先の内訳（市場取引、相対取引）の見積りは合理的か。
- 特に、エネルギー供給構造高度化法の義務達成に必要な非化石証書購入量は、事業者の小売販売電力量に事業者ごとに計算される中間目標値（%）を乗じて決定される。料金審査要領における規定や過去の査定実績が無い中、原価算定期間（2023～25年度）における中間目標値をどのように算定するべきか。

（購入価格）

- 市場取引、相対取引それぞれの取引価格の見積もりは合理的か。

審査の結果①（2023年度の中間目標値）

- 各事業者の申請時点では、2023～25年度における中間目標値の考え方が示されていなかったものの、2023年3月に、「総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 第十次中間とりまとめ」が公表され、**2023～25年度（第2フェーズ）における中間目標値の考え方**が示されたところ。
- 第十次中間とりまとめにおいて、**2023年度の中間目標値の算定方法が具体的に示された**ことから、**2023年度の中間目標値は、当該算定方法に基づいて再算定を求める**こととする。
- なお、再算定に当たり、**当初申請値よりも中間目標値が高くなることも想定されるが、これは制度に基づくものであるため、認めることとする**。

【参考】第十次中間とりまとめの概要

- **中間目標の第二フェーズの基本的方向性**
  - 2030年、さらに2050年へのカーボンニュートラル社会の実現に向けた移行期と位置付け、一定の配慮措置は講じつつも、段階的に目標水準を高めながら、非化石電源側への維持・拡大を着実に促進していくことを基本とした。

- **第二フェーズの期間と評価方法**
  - 期間は2023年度～2025年度の3カ年とし、年度毎の中間目標に対する達成状況を評価する単年度評価を採用した。

- **第二フェーズにおける具体的な目標値の設定方法**
  - 目標値の設定方法においては、第一フェーズ同様、証書の全体の需給バランスに基づき外部調達量を決めることにした。
  - グランドファザリングについては、漸減する方向性とし、具体的にはグランドファザリングの設定基準から6%引き下げることとした。
  - 需給バランスについては、証書の取引状況や価格推移、売れ残り、第二フェーズの位置づけなどを考慮し、なるべく市場メカニズムによる価格形成を促すよう、これまでの1.2から1.15（23年度の外部調達比率は12.0%）とした。
  - 配慮措置については、具体的な措置内容や発動水準の大枠を決定した。

- **最低価格**
  - これまでの証書価格の推移や当該価格の役目・意義を踏まえ、第二フェーズの位置づけも踏まえ、引き続き0.6円/kWhとした。

- **証書購入費用と料金の在り方**
  - 機動的な料金転嫁と市場メカニズムを採用する制度との関係を踏まえ、当該施策の実現が困難である点を指摘。他方、料金転嫁策については引き続き検討を求める意見があった。

- **その他**
  - 第二フェーズにおいても、目標の対象範囲は5億kWh以上の事業者とした。
  - 証書の対象範囲は、引き続き非FIT証書とした。

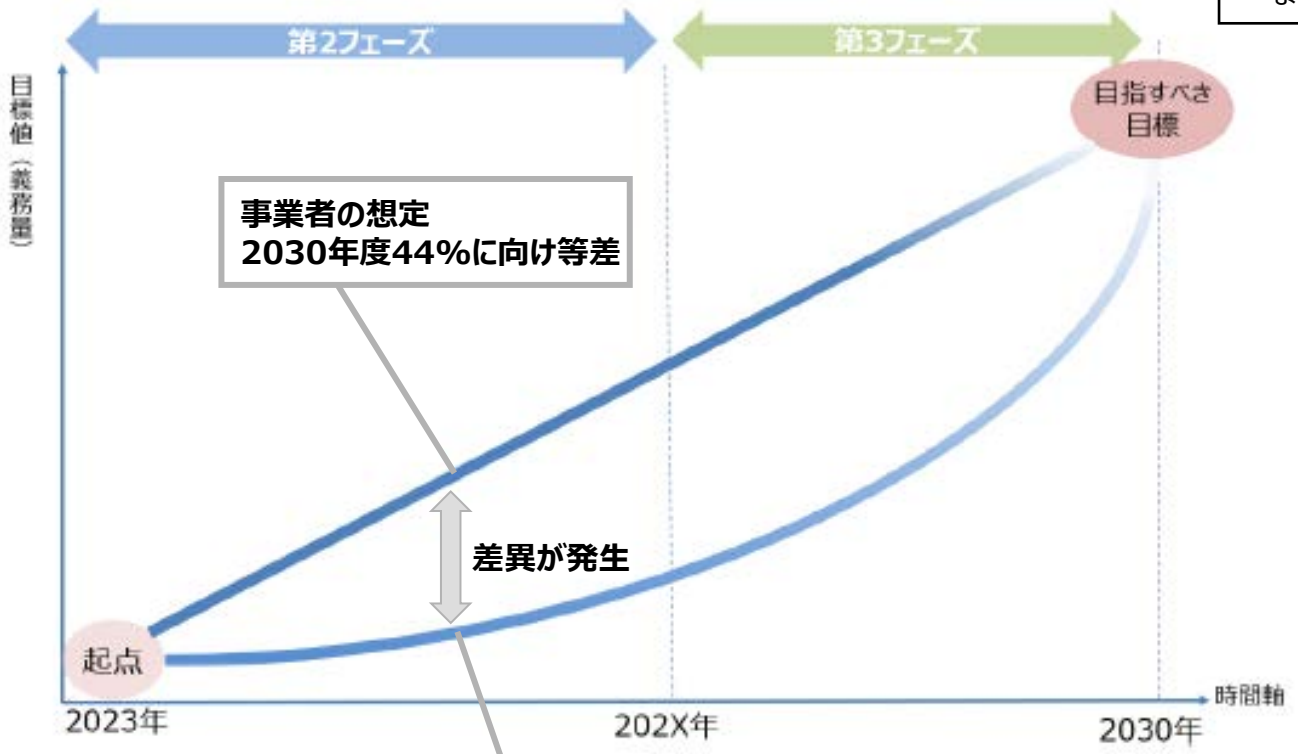
審査の結果②（2024年度･2025年度の中間目標値）

- 2023～25年度の3年間の中間目標値の考え方は示されたが、各年度の具体的な中間目標値は最新の供給計画等に基づき前年度に決定されることから、**2024年度及び2025年度の中間目標値については現時点で確定していない**。
- こうした中、東北電力を除く全ての事業者は、**足下の目標値から2030年度44%に向けて、等差で目標値を高くしていく**ことを織り込んでいる。また、東北電力においては、過去第１フェーズにおける目標値の実績である年率2.5%の伸び率を延伸して目標値を高くしていくことを織り込んでいる。
- この点について、制度設計上も中間目標値は段階的に高めていくこととされている一方で、各年度の**中間目標値の主たる算定要素であるグランドファザリング（激変緩和措置）と需給バランス**について、**第2フェーズの3年（2023～2025年度）の間は一定とする**考え方が、第十次中間とりまとめで示された。
- この考え方を踏まえると、**2023年度から2025年度の３年間においては、１年単位で等差で中間目標値を高めていく想定をすると、2024年度及び2025年度の中間目標値、ひいては料金原価を過大に織り込むおそれ**がある（※制度設計上の中間目標値のイメージは次頁のとおり）。
- よって、現時点で示されている考え方を踏まえ、**料金算定上は、2024年度及び2025年度の中間目標値は2023年度と同じと想定し、再算定を求めることとする**。

【参考】中間目標値に関する事業者の想定と制度設計の差異イメージ

（参考図 1-10 2030 年の目標に向けた今後のフェーズにおけるイメージ）

「第十次取りまとめ」
より抜粋・一部加筆



制度設計

（第二フェーズの目標を考える上での基本的方向性）

第二フェーズの目標値の在り方については、2030 年の高度化法の非化石比率目標や2050年のカーボンニュートラル社会の実現に向け、本制度が非化石電源の維持・拡大に貢献するよう、その機能を果たすべき旨の意見が多数あった。

他方、いまだ非化石比率の向上の途上にある中で、昨今のエネルギー情勢に伴う燃料制約や電力価格高騰による安定供給への懸念もあり、目標値そのものについては、第一フェーズと同様、一定の配慮措置を求める意見があった。

また、本制度が将来的な非化石比率の向上に資することが期待されるが、**足元から直線的に非化石電源が増加するとも考えにくい**中では、実際の非化石電源の発電量に応じつつ、できるだけ非化石価値が埋没しないような対応が必要である意見もあった。

さらに前述のアンケートにおける達成率や証書の活用率も踏まえると、**第二フェーズにおいて過度に高い目標を課すことは、事業者の履行を却って難しくする**ことにつながり、非化石電源への維持・拡大につながらないおそれがある。

これらを踏まえ、第二フェーズは、2030 年、さらに 2050 年へのカーボンニュートラル社会の実現に向けた移行期と位置付け、**一定の配慮措置は講じつつも、段階的に目標水準を高め**ながら、非化石電源側への維持・拡大を着実に促進していくことを基本とした。

【参考】中間目標値の算定プロセス

直近の供給計画より、非化石証書の供給量と需要量を想定する。
非化石電源供給量からFIT想定量を差し引いて非FIT証書量を算出する。

需給バランスより、外部調達比率を設定する。

（参考図 1-16　2023 年度における非 FIT 証書の需給量の試算値[14] ）

証書供給量（推計）

単位：億kWh

証書供給想定量※1 (A)	Aより内部取引量（推計）反映後 (B)※2	FIT想定量 (C)※3	証書供出量 (D=B-C)
約2,894	約2,438	約1,250	**約1,188**

※1 直近の2022年度供給計画取りまとめに基づく量。
※2 内部取引量の考え方については前掲を参照。
※3 2021年度買取実績と20年度の買取実績の増減率を基に、23年度の発電実績として推計。

2022年度の需要想定量と外部購入率

単位：億kWh

2022供計の2023年度需要想定量※4	外部調達比率に応じた購入必要量					
	13.0%	12.0%	11.0%	10.0%	9.0%	8.0%
約8,522	1,108	1,023	937	852	767	682

※4 直近の2022年度供給計画取りまとめに基づく量に、21年度の販売電力量における5億kWh以上のシェア(97%)を乗じた値。

（参考図 1-17　2023 年度における非 FIT 証書の需給バランス表　）

- 現状のGFを6%引き下げた2023年度の証書供出量に対しての需要の変化。現行の需給バランス(1.2程度）から1.15程度にすると、当該年度でいえば需要側が従来よりも30億kWh程度変わる。

証書の需給バランス検証

単位：億kWh

外部調達比率	調達量	証書供出量 1,188
13.0%	1,108	1.07
12.7%	1,080	1.10
12.0%	1,023	1.16
11.6%	990	1.20
11.0%	937	1.27
10.0%	852	1.39
9.0%	767	1.55
8.0%	682	1.74

非化石証書の需給量の想定と需給バランスより、外部から調達する中間目標値を設定する。

（参考図 1-19　2023 年度の中間目標値における数値のイメージ（試算）GF 対象外の場合）

中間目標値の算定諸元	23年度の目標値
A.中間目標対象年度の想定非化石電源の供給量からFIT発電量相当を控除し、需要電力量で割った比率	19.30%
B. 各社毎のGF量(例：GFが0%の場合)	0.00%
C. 全中間目標値設定対象事業者のGF量の平均値	2.24%
D. 外部調達比率に応じた調整項目	1.36%
E. 2022年度の中間目標値(A－B＋C－D)	20.18%
(参考) 証書の外部調達比率	**12.0%**

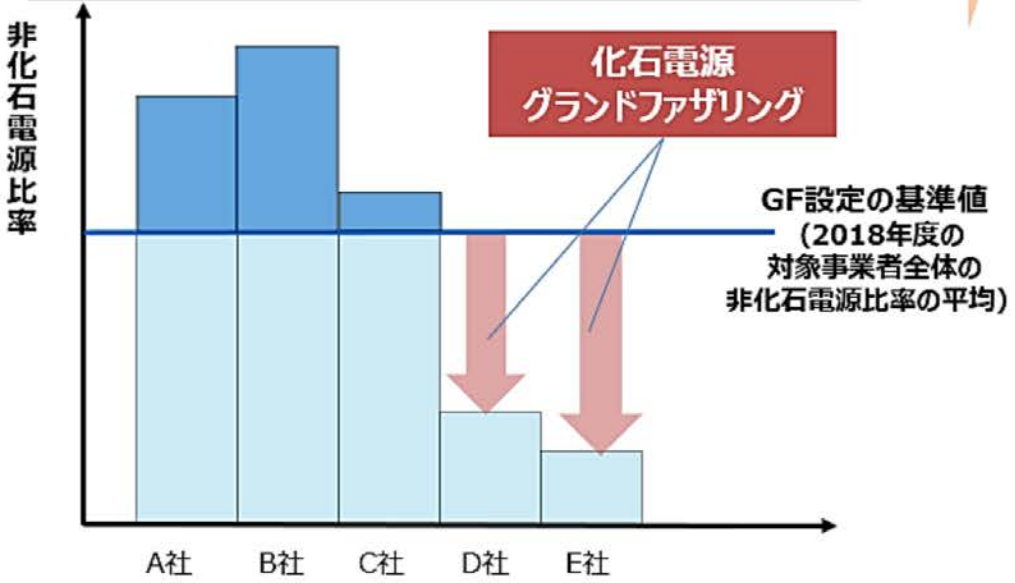
出典：「総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 第十次中間とりまとめ」より抜粋

【参考】グランドファザリング（激変緩和措置）

（参考図 1-15　化石電源 GF の具体的考え方[12]）

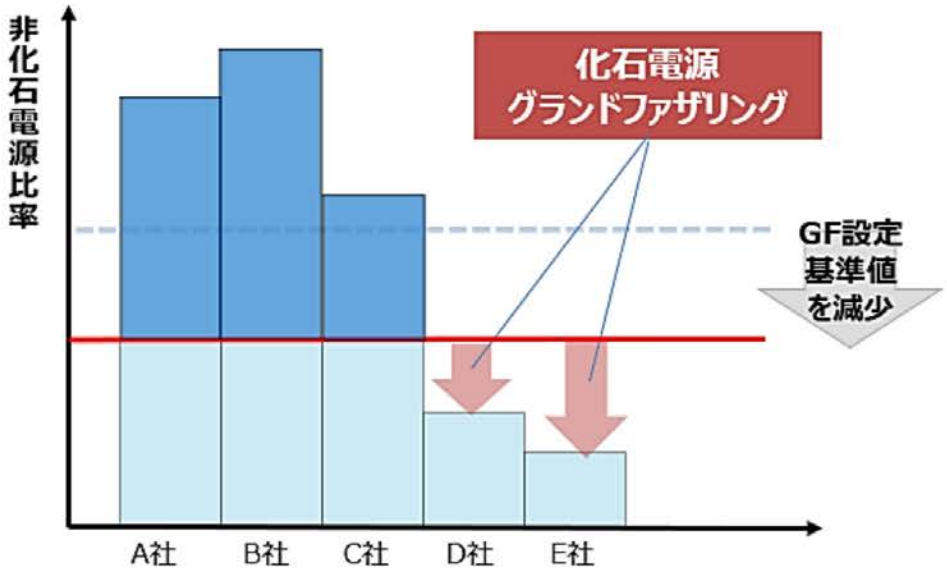
第一フェーズでのGFの設定の考え方

- GF設定基準との差がGF。
- 売り手となりうる事業者（主に旧一電）では内部取引量をGF基準値又はGF適用量までとしている（激変緩和量控除後）。
- 濃い水色が市場・相対への供出可能量。



GFを漸減させる方法・影響

- **GF設定基準を下げることで、GF量が減少**。
- 売り手となりうる事業者（主に旧一電）での内部取引量が減少（＝**市場や相対など外部への証書供出量が増加**）。濃い水色部分が増加。



出典：「総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 第十次中間とりまとめ」より抜粋

審査の結果③（内部取引可能量の織り込み方）

- 多くの事業者（北海道、東北、北陸、中国、四国）は、内部取引可能量を控除した上で外部からの調達費用を算定していることを確認した。

- 一方で、**東京電力EP**は、申請時点において、第2フェーズ（2023～2025年度）における制度設計が未定であったとの理由から、**内部取引可能量※を織り込んでおらず、非化石証書購入量の全量を外部から調達する費用として料金原価に織り込んでいる**。

  ※内部取引可能量とは、激変緩和措置の基準年における当該事業者の非化石電源比率の範囲内で、グループ内の発電事業者からの相対取引や社内取引で非化石証書を入手することを認められた量を指す。

- この点について、**東京電力EPにおいても、他社と同様、内部取引可能量を適切に織り込むこととし、料金原価から減額する**。

審査の結果④（調達先と購入価格）

- 非化石証書の**調達先**については、いずれの事業者も、**相対取引の既存契約延長分を除いた残りの量を市場から調達すると見積っていることを確認**した。
- 非化石証書の**取引価格**については、いずれの事業者も、**市場取引については最低価格**で、**相対取引については既存契約価格で、それぞれ見積もっていることを確認**した。

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
- 6－1．　需要想定･供給力
- 6－2．　経営効率化
- 6－3．　燃料費
- 6－4．　購入･販売電力料
- **6－5．　原子力バックエンド費用**
- 6－6．　人員計画･人件費
- 6－7．　修繕費
- 6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
- 6－9．　事業報酬
- 6－10．その他経費
- 6－11．公租公課
- 6－12．控除収益
- 6－13．費用の配賦
- 6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

【６－５．原子力バックエンド費用】

①原子力バックエンド費用の概要

②使用済燃料再処理等拠出金発電費

③特定放射性廃棄物処分費

④原子力発電施設解体費

⑤審査における論点

⑥審査の結果

原子力バックエンド費用の概要

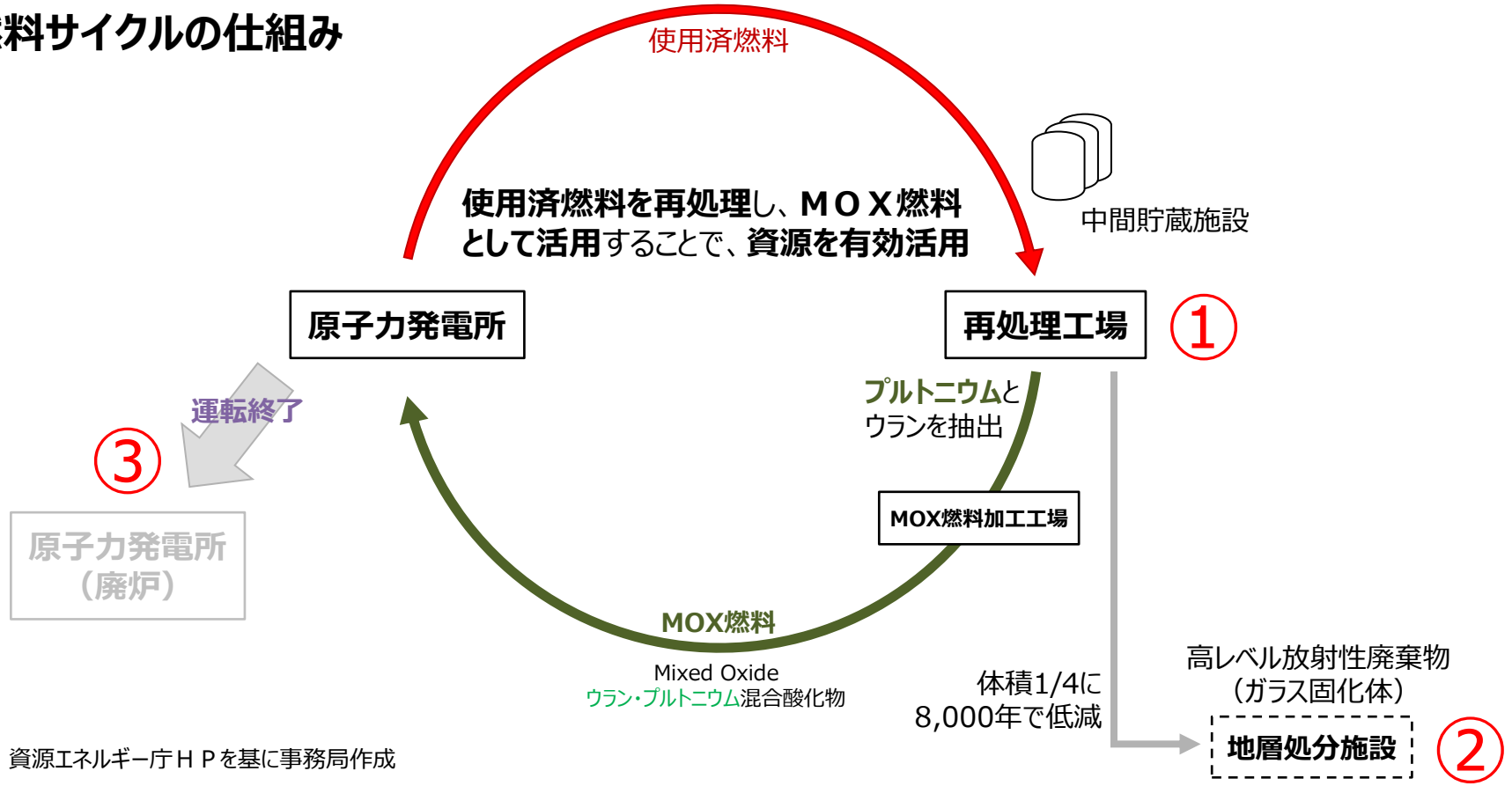
- 原子力バックエンド費用は、下記の3費目をまとめた総称である。

① 使用済燃料再処理等拠出金発電費・・・**使用済燃料の再処理**に係る費用

② 特定放射性廃棄物処分費・・・**高レベル放射性廃棄物の最終処分**に係る費用

③ 原子力発電施設解体費・・・運転終了後の**原子力発電所の解体**に係る費用

核燃料サイクルの仕組み



※出典：資源エネルギー庁ＨＰを基に事務局作成

【参考】料金原価算定上の原子力発電所の運転計画

事業者名	ユニット名	2023年度	2024年度	2025年度
北海道電力	泊1号機 泊2号機 泊3号機	（再稼働の織り込み無し）		
東北電力	女川2号機	2024.2再稼働	（定期点検：25/5~9）	
【参考】 東京電力EP （※東京電力HDが運用）	柏崎刈羽6号機		2025.4再稼働	
	柏崎刈羽7号機	2023.10再稼働	（定期点検：24/12～25/2）	
北陸電力	志賀2号機			2026.1再稼働
中国電力	島根2号機	2024.1末再稼働	（定期点検：25/3~6）	
四国電力	伊方3号機	（定期点検：~23/5、24/7~9、25/11~2）		

関係法令における規定（原子力バックエンド費用）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

第一節 原価等の算定
（営業費の算定）
第三条
２　次の各号に掲げる営業費項目の額は、別表第一第一表により分類し、それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。
一・二　（略）
三　**使用済燃料再処理等拠出金発電費**、廃棄物処理費、**特定放射性廃棄物処分費**、消耗品費、補償費、賃借料、委託費、損害保険料、原子力損害賠償資金補助法一般負担金、原賠・廃炉等支援機構一般負担金、普及開発関係費、養成費、研究費、諸費、貸倒損、固定資産除却費、**原子力発電施設解体費**、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額（貸方）、原子力廃止関連仮勘定償却費、開発費、開発費償却、電力費振替勘定（貸方）、株式交付費及び社債発行費　**実績値及び供給計画等を基に算定した額**

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第１節 基本的考え方
１．（略）
２．契約及び**法令に基づき発生する費用のうち、算定方法の定めがあるものについては、事実関係や算定方法を確認する。**
３．～５．（略）
６．**消費者物価及び雇用者所得等の変動見込み（エスカレーション）については、原則として原価への算入を認めない。**

【６－５．原子力バックエンド費用】

①原子力バックエンド費用の概要

②使用済燃料再処理等拠出金発電費

③特定放射性廃棄物処分費

④原子力発電施設解体費

⑤審査における論点

⑥審査の結果

費目の概要（使用済燃料再処理等拠出金発電費）

- 原子力発電所における発電で生じた使用済燃料は、再処理工場で再処理を行ったのち、MOX燃料への加工を実施し、MOX燃料を使用可能な原子力発電所で核燃料として再利用する。
- 使用済燃料再処理等拠出金発電費は、**「原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施に関する法律」の規定に基づき**、使用済燃料再処理機構が行う使用済燃料の再処理（再処理関連加工［MOX燃料加工］を除く）に係る**原子力事業者から当該機構へ納付する拠出金**である（北海道・東京・沖縄は計上無し）。

【参考】原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施に関する法律（平成17年法律第48号）（抜粋）

（拠出金）
第四条　**特定実用発電用原子炉設置者は、特定実用発電用原子炉の運転に伴って生ずる使用済燃料の再処理等業務**（第四十一条各号に掲げる使用済燃料再処理機構（以下この章において「機構」という。）の業務をいう。以下同じ。）**に必要な費用に充てるため、各年度**（毎年四月一日から翌年三月三十一日までをいう。第七条第一項において同じ。）、**一の機構に対し、拠出金を納付しなければならない。**

拠出金の算定方法（使用済燃料再処理等拠出金発電費）

- 拠出金の額は、経済産業大臣の**認可を受けた拠出金単価に**、**使用済燃料の量を乗じて算定**することとされている。

		算定方法※
単価		• 使用済燃料再処理機構が経済産業省令で定める基準に従い定め、経済産業大臣の認可を受ける。 • 単価：531円／g（2022.6.24大臣認可、各社に通知）
使用済燃料の量	東北電力	• 装荷核燃料の数量 ×（ 予想総燃焼度（累計） ／ 設計燃焼度 ） － 既拠出済使用済燃料の量
	北陸電力	• 発電電力量 ／（ 設計燃焼度（MWD/t） × 24時間 × 熱効率（%） ）
	中国電力	• 発電電力量 ／（ 設計燃焼度（MWD/t） × 24時間 × 熱効率（%） ）
	四国電力	• 装荷核燃料の数量 ×（ 当期燃焼度 ／ 設計燃焼度 ）

※東北・四国の算定方法と北陸・中国の算定方法は、数学的には同じであることを事務局において確認済。

【参考】原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施に関する法律（平成17年法律第48号）（抜粋）

（拠出金）
第四条　（略）
2　前項の**拠出金の額は、拠出金単価**（機構ごとに、使用済燃料の単位数量当たりの再処理等業務に必要な金額として機構が年度ごとに運営委員会の議決を経て定める額をいう。以下この条において同じ。）に特定実用発電用原子炉設置者の特定実用発電用原子炉の**前年度の運転に伴って生じた使用済燃料の量を乗じて得た額**とする。
3　前項の**拠出金単価は、**特定実用発電用原子炉設置者ごとに、機構が再処理を行う使用済燃料の量及び再処理に伴い発生する核燃料物質の量並びにこれらを元に機構が再処理等業務を行うために要する費用の長期的な見通しに照らし、再処理等業務を適正かつ着実に実施するために十分なものとするために**機構ごとに経済産業省令で定める基準に従い、定めなければならない。**
4　**機構は、拠出金単価を定め、又はこれを変更しようとするときは、経済産業大臣の認可を受けなければならない。**
5・6　（略）

申請概要①（使用済燃料再処理等拠出金発電費）

- 各事業者の申請内容は以下のとおり。

（単位：百万円）

	今回申請					前回※1	差引
	2023年度	2024年度	2025年度	合計	平均(a)	平均(b)※2	(a) - (b)
東北電力	1,418	10,497	7,793	19,709	6,570	1,064	5,506
北陸電力	-	-	4,377	4,377	1,459	2,429	▲970
中国電力	1,738	10,377	8,421	20,536	6,845	3,550	3,295
四国電力	8,532	7,714	7,650	23,896	7,965	2,720	5,245

※１．前回･･･東北･四国は2013年料金改定時、北陸･中国は2008年料金改定時のもの。
※２．前回原価は、使用済燃料再処理等発電費･既発電費における制度措置分のうち積立金（将来分）を記載。

申請概要②（使用済燃料再処理等拠出金発電費）

		今回申請の内訳			
		2023年度	2024年度	2025年度	合計
東北電力	**拠出金 (百万円)**	**1,418**	**10,497**	**7,793**	**19,709**
	発電電力量 (GWh)	253	7,099	4,767	12,119
	使用済燃料発生量(g)	2,671,000	19,769,000	14,677,000	37,117,000
	単価 (円／g)	531	531	531	531
北陸電力	**拠出金 (百万円)**	**-**	**-**	**4,377**	**4,377**
	発電電力量 (GWh)	-	-	2,816	2,816
	使用済燃料発生量(g)	-	-	8,243,208	8,243,208
	単価 (円／g)	-	-	531	531
中国電力	**拠出金 (百万円)**	**1,738**	**10,377**	**8,421**	**20,536**
	発電電力量 (GWh)	1,142	6,836	5,560	13,538
	使用済燃料発生量(g)	3,272,329	19,542,891	15,858,412	38,673,632
	単価 (円／g)	531	531	531	531
四国電力	**拠出金 (百万円)**	**8,532**	**7,714**	**7,650**	**23,896**
	発電電力量 (GWh)	6,628	6,210	5,986	18,824
	使用済燃料発生量(g)	16,068,000	14,527,000	14,406,000	45,001,000
	単価 (円／g)	531	531	531	531

【６－５．原子力バックエンド費用】

①原子力バックエンド費用の概要

②使用済燃料再処理等拠出金発電費

③特定放射性廃棄物処分費

④原子力発電施設解体費

⑤審査における論点

⑥審査の結果

費目の概要（特定放射性廃棄物処分費）

- 特定放射性廃棄物処分費は、**「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」に基づき**、原子力発電所から発生する使用済燃料の再処理等を行った後に生ずる高レベル放射性廃棄物※の最終処分に必要な費用を、**原子力発電環境整備機構へ拠出**することが義務づけられている費用である（北海道・東京・北陸・沖縄は計上無し）。

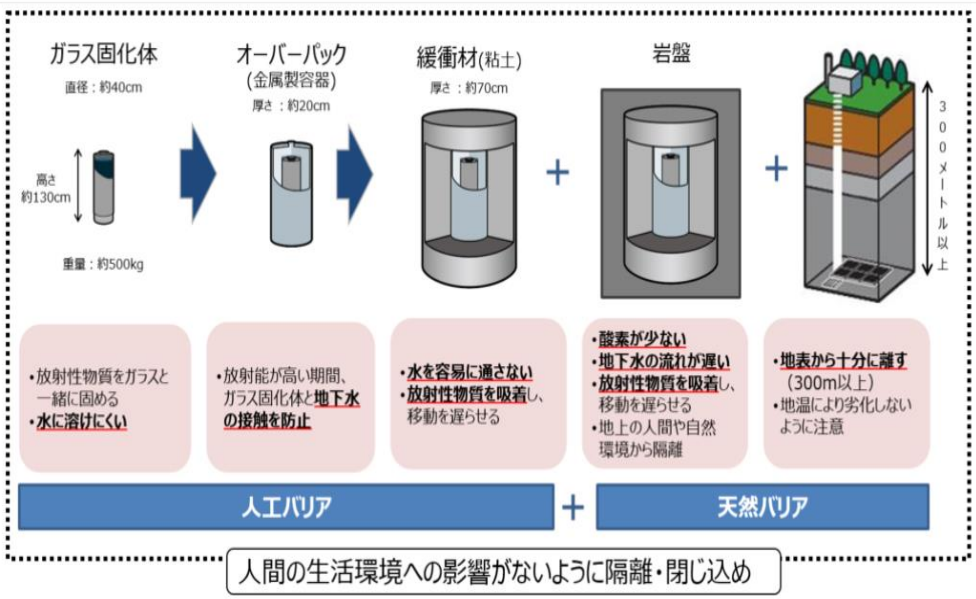
※ 高レベル放射性廃棄物（ガラス固化体）とは、使用済燃料の再処理の際に生じる放射性レベルの高い廃液を高温のガラスと溶かし合わせて固体化したもの。

【参考】特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律（平成12年法律第117号）（抜粋）

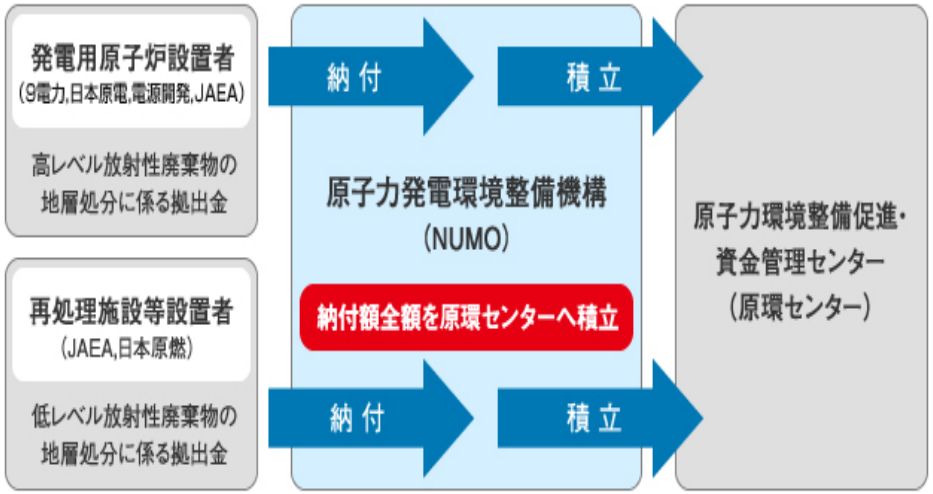
（拠出金）
第十一条　**発電用原子炉設置者は、使用済燃料の再処理**（その発電用原子炉の運転に伴って生じた使用済燃料に係るものに限る。）**を行った後に生ずる第一種特定放射性廃棄物**及びその輸入した第一種特定放射性廃棄物（第二条第八項第二号に掲げるものに限る。）**の第一種最終処分業務**（第五十六条第一項第一号に掲げる機構の業務をいう。以下同じ。）**に必要な費用に充てるため、毎年、一の機構に対し、拠出金を納付しなければならない。**
2　前項の**拠出金の額は、**当該機構ごとの**第一種特定放射性廃棄物の単位数量当たりの第一種最終処分業務に必要な金額に、**使用済燃料の再処理（当該発電用原子炉設置者の発電用原子炉の前年一月一日から同年十二月三十一日までの間の運転に伴って生じた使用済燃料に係るものに限る。）を行った後に生ずる**第一種特定放射性廃棄物**及び当該発電用原子炉設置者が前年一月一日から同年十二月三十一日までの間に輸入した第一種特定放射性廃棄物（第二条第八項第二号に掲げるものに限る。）**の量を乗じて得た額**とする。
3　前項の**単位数量当たりの第一種最終処分業務に必要な金額は、**当該機構ごとに、その承認実施計画に従って第一種最終処分業務を行うために必要な費用の総額と最終処分を行う第一種特定放射性廃棄物の総量とを基礎として**経済産業省令で定める。**
4　第二項の**第一種特定放射性廃棄物の量の算定の方式は、経済産業省令で定める。**

【参考】高レベル放射性廃棄物の最終処分の概要

ガラス固化体の地層処分イメージ図



地層処分に係る拠出金の納付イメージ図



出所　資源エネルギー庁ＨＰ　https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/nuclear/rw/hlw/hlw01.html#h02
NUMO HP https://www.numo.or.jp/tsumitate/

拠出金の算定方法（特定放射性廃棄物処分費）

- 拠出金の額は、**経済産業省令で定められた拠出金単価に**、**ガラス固化体の発生量を乗じて算定**することとされている。

	算定方法
単価 （千円／本）	• 法律上、経済産業省令で定めると規定されている。
ガラス固化体発生量 （本）	• 経済産業省令において、算定方法が規定されている。 • 発生量 ＝ （発電電力量 ／ 熱効率（%）） × 換算係数（経済産業大臣告示）

【参考】特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律施行規則（平成12年経済産業省令第151号）（抜粋）

（第一種特定放射性廃棄物の量の算定の方式）
第十五条　法第十一条第四項の経済産業省令で定める第一種特定放射性廃棄物の量の算定の方式は、発電用原子炉設置者が使用済燃料の再処理を委託しようとする者又は締結した再処理の委託契約の内容に応じて経済産業大臣が定める区分（以下この条において「再処理区分」という。）ごとに第一号に掲げる量に第二号に掲げる比率を乗じて得られるエネルギー量に、経済産業大臣が定める換算係数（当該エネルギー量を発電用原子炉の運転により当該エネルギー量に相当する電力量の電気を発電する場合に生ずる使用済燃料の再処理に伴い生ずる第一種特定放射性廃棄物の量に換算する係数をいう。）を乗じて得られる第一種特定放射性廃棄物の量の総和と第三号に掲げる第一種特定放射性廃棄物の量とを合計するものとする。
一　当該発電用原子炉設置者が前年一月一日から同年十二月三十一日までの間の発電用原子炉の運転により発電した電力量に、各発電用原子炉ごとに当該発電用原子炉の熱効率を百で除して得た数の逆数を乗じて得られるエネルギー量の総和
二　当該発電用原子炉設置者の発電用原子炉の前年一月一日から同年十二月三十一日までの間の運転によって生じた使用済燃料の再処理区分ごとの量に相当する量をエネルギー量に換算して得た量が前号に掲げるエネルギー量の総和に占める比率
三　当該発電用原子炉設置者が前年一月一日から同年十二月三十一日までの間に輸入した第一種特定放射性廃棄物（法第二条第八項第二号に掲げるものに限る。）の量

申請概要（特定放射性廃棄物処分費）

- 各事業者の申請内訳は以下のとおり。

		申請内訳					前回※1	差引
		2023年度	2024年度	2025年度	合計	平均(a)	平均(b)※2	(a) – (b)
東北電力	**拠出金 (百万円)**	**-**	**2,733**	**2,320**	**5,053**	**1,684**	**190**	**1,494**
	発電電力量 (GWh)	-	5,598	4,767	10,365	3,455	1,562	1,893
	拠出金対象本数(本)	-	19.2	16.3	35.5	11.8	5.4	6.4
	拠出金単価 (千円／本)	-	142,343	142,343	-	142,343	34,999	107,344
北陸電力	**拠出金 (百万円)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**355**	**▲355**
	発電電力量 (GWh)	-	-	-	-	-	2,498	▲2,498
	拠出金対象本数(本)	-	-	-	-	-	9.1	▲9.1
	拠出金単価 (千円／本)	-	-	-	-	-	38,921	▲38,921
中国電力	**拠出金 (百万円)**	**-**	**3,117**	**2,690**	**5,808**	**1,936**	**1,168**	**768**
	発電電力量 (GWh)	-	6,341	5,484	11,825	3,942	8,345	▲4,403
	拠出金対象本数(本)	-	21.9	18.9	40.8	13.6	28.9	▲15.3
	拠出金単価 (千円／本)	-	142,343	142,343	-	142,343	40,413	101,930
四国電力	**拠出金 (百万円)**	**3,916**	**3,694**	**3,523**	**11,134**	**3,711**	**675**	**3,036**
	発電電力量 (GWh)	6,628	6,210	5,986	18,824	6,275	5,587	688
	拠出金対象本数(本)	22.9	21.6	20.6	65.1	21.7	19.3	2.4
	拠出金単価 (千円／本)	171,023	171,023	171,023	-	171,023	34,999	136,024

※１．前回･･･東北･四国は2013年料金改定時、北陸･中国は2008年料金改定時のもの。
※２．前回原価は、特定放射性廃棄物処分費のうち将来分を記載。

【６－５．原子力バックエンド費用】

①原子力バックエンド費用の概要

②使用済燃料再処理等拠出金発電費

③特定放射性廃棄物処分費

④原子力発電施設解体費

⑤審査における論点

⑥審査の結果

費目の概要（原子力発電施設解体費）

- 原子力発電施設解体費は、**「原子力発電施設解体引当金に関する省令」（以下、「解体引当金省令」という。）に基づき**、**原子力発電施設の解体に必要な費用を引き当てる**ことが義務づけられている費用である。
- 当該引当金は、廃炉に必要な費用を着実に積み立てるために導入された仕組みであり、解体引当金省令に基づき、毎年度、必要な引当金の額が算定される（東京・沖縄は計上無し）。

【参考】原子力発電施設解体引当金に関する省令（平成元年通商産業省令第30号）（抜粋）

（定義）
第一条　（略）
二・三　（略）
四　**「総見積額」とは、特定原子力発電施設ごとの解体に要する全費用の見積額**をいう。
五　**「積立期間」とは、特定原子力発電施設の設置後初めて発電した日の属する月から起算して四十年を経過する月までの期間**（中略）をいう。

（総見積額の承認）
第二条　対象発電事業者は、毎事業年度、当該事業年度終了の日における総見積額（第五条第一項の承認を受けたものを除く。）を定め、当該事業年度末までに経済産業大臣の承認を受けなければならない。
2・3　（略）

（積立て）
第三条　**対象発電事業者は、毎事業年度において、特定原子力発電施設**（中略）**ごとに、**第二条第一項の総見積額からこの条の規定により前事業年度までに積み立てられた原子力発電施設解体引当金の総額を控除して得た金額に次条第三項の規定により前事業年度までに取り崩された原子力発電施設解体引当金の総額を加えて得た金額（当該金額が零に満たない場合にあっては、零）を当該事業年度以後の積立期間の月数で除し、これに当該事業年度における積立期間の月数を乗じて得た金額を**原子力発電施設解体引当金として積み立てなければならない**。
2・3　（略）

（廃止時の扱い）
第五条　特定原子力発電施設に係る原子炉の運転を廃止しようとする対象発電事業者は、当該廃止が行われる日（以下単に「廃止日」という。）の属する事業年度以後の各事業年度終了の日における当該特定原子力発電施設に係る総見積額を定め、経済産業大臣の承認を受けなければならない。
2～8　（略）

引当金の算定方法（原子力発電施設解体費）

- **経済産業大臣の承認を受けた**当該事業年度終了の日における**解体費用の総見積額**・・・Ａ
- 前事業年度までに積み立てられた原子力発電施設解体引当金の総額・・・Ｂ
- 前事業年度までに取り崩された原子力発電施設解体引当金の総額・・・Ｃ
- 当該事業年度以後の積立期間（月）・・・Ｄ
- 当該事業年度における積立期間（月）・・・Ｅ
- 当期引当金　＝　（（Ａ　－　Ｂ　＋　Ｃ）／Ｄ）　×　Ｅ

【参考】原子力発電施設解体引当金に関する省令（平成元年通商産業省令第30号）（抜粋）

（積立て）
第三条　対象発電事業者は、毎事業年度において、特定原子力発電施設（合併若しくは分割により特定原子力発電施設を承継した事業年度又は特定原子力発電施設を譲り受けた事業年度にあっては当該特定原子力発電施設を、第五条第一項の承認を受けた日の属する事業年度（同条第三項ただし書の規定の適用を受ける場合には、同項の申請をした日の属する事業年度以後の毎事業年度）にあっては当該承認に係る特定原子力発電施設を、それぞれ除く。）ごとに、第二条第一項の**総見積額から**この条の規定により**前事業年度までに積み立てられた原子力発電施設解体引当金の総額を控除して得た金額に**次条第三項の規定により**前事業年度までに取り崩された原子力発電施設解体引当金の総額を加えて得た金額**（当該金額が零に満たない場合にあっては、零）**を当該事業年度以後の積立期間の月数で除し、これに当該事業年度における積立期間の月数を乗じて得た金額**を原子力発電施設解体引当金として積み立てなければならない。
２・３　（略）

申請概要（原子力発電施設解体費）

- 各事業者の申請内容は以下のとおり。

単位：百万円		今回申請					前回※	差引
		2023年度	2024年度	2025年度	合計	平均(a)	平均(b)	(a) – (b)
北海道電力	**解体引当金**	**4,624**	**4,624**	**4,624**	**13,871**	**4,624**	**2,744**	**1,880**
	泊１号機	1,581	1,581	1,581	4,742	1,581	974	607
	泊２号機	1,531	1,531	1,531	4,592	1,531	912	619
	泊３号機	1,512	1,512	1,512	4,537	1,512	858	654
東北電力	**解体引当金**	**7,252**	**7,252**	**7,252**	**21,757**	**7,252**	**490**	**6,762**
	女川１号機	1,156	1,156	1,156	3,468	1,156	-	1,156
	女川２号機	2,222	2,222	2,222	6,667	2,222	-	2,222
	女川３号機	1,977	1,977	1,977	5,932	1,977	-	1,977
	東通１号機	1,897	1,897	1,897	5,690	1,897	490	1,406
北陸電力	**解体引当金**	**4,273**	**4,273**	**4,273**	**12,820**	**4,273**	**1,403**	**2,870**
	志賀１号機	1,869	1,869	1,869	5,607	1,869	677	1,192
	志賀２号機	2,404	2,404	2,404	7,213	2,404	726	1,678
中国電力	**解体引当金**	**2,759**	**2,490**	**2,490**	**7,738**	**2,579**	**2,584**	**▲4**
	島根１号機	270	-	-	270	90	1,128	▲1,038
	島根２号機	2,490	2,490	2,490	7,469	2,490	1,456	1,034
四国電力	**解体引当金**	**3,733**	**3,662**	**3,079**	**10,475**	**3,492**	**1,447**	**2,045**
	伊方１号機	702	643	354	1,698	566	-	566
	伊方２号機	874	815	525	2,214	738	-	738
	伊方３号機	2,158	2,205	2,201	6,563	2,188	1,447	741

※前回･･･北海道･東北･四国は2013年料金改定時、北陸･中国は2008年料金改定時のもの。

【参考】引当金算定に用いられた総見積額

単位：百万円		2021年度（実績）	2022年度（見込）	原価算定期間		
				2023年度（見込）	2024年度（見込）	2025年度（見込）
北海道電力	泊１号機	**46,869**	46,869	46,869	46,869	46,869
	泊２号機	**46,868**	46,868	46,868	46,868	46,868
	泊３号機	**55,843**	55,843	55,843	55,843	55,843
東北電力	女川１号機	**41,972**	**41,972**	**41,972**	**41,972**	**41,972**
	女川２号機	**65,405**	65,405	65,405	65,405	65,405
	女川３号機	**63,864**	63,864	63,864	63,864	63,864
	東通１号機	**65,724**	65,724	65,724	65,724	65,724
北陸電力	志賀１号機	**51,968**	51,968	51,968	51,968	51,968
	志賀２号機	**79,788**	79,788	79,788	79,788	79,788
中国電力	島根１号機	**37,887**	**37,887**	**37,887**	**37,887**	**37,887**
	島根２号機	**67,513**	67,513	67,513	67,513	67,513
四国電力	伊方１号機	**39,635**	**39,635**	**39,635**	**39,635**	**39,635**
	伊方２号機	**39,597**	**39,597**	**39,597**	**39,597**	**39,597**
	伊方３号機	**64,093**	65,117	65,698	66,164	66,128

※太字下線数字は、経済産業大臣の承認を受けた総見積額

【６－５．原子力バックエンド費用】

①原子力バックエンド費用の概要

②使用済燃料再処理等拠出金発電費

③特定放射性廃棄物処分費

④原子力発電施設解体費

⑤審査における論点

⑥審査の結果

審査における論点（原子力バックエンド費用）

【使用済燃料再処理等拠出金発電費】

- 「原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施に関する法律」及び供給計画等に基づき算定されることになるが、今回の申請がこれらに沿ったものであるか。

【特定放射性廃棄物処分費】

- **四国電力は、将来の単価を見込んで料金原価を算定しているが、これをどう考えるか**。
- 前回の料金値上げ（2014年）では、申請時点における拠出金単価により算定し、**審査期間中に拠出金単価が改定された場合には、当該拠出金単価を反映した料金原価としているが、今回も同様の考え方で良いか**。

【原子力発電施設解体費】

- 前回の料金値上げ（2013年）では、申請時点で、解体費用の総見積額を基に引当金を算定し、審査期間中に新たな数値が確定した場合には、当該数値を反映した料金原価としていたが、**今回の四国電力のエスカレーションを反映した算定方法についてどう考えるか**。
- また、**今回の申請**について、**審査期間中に新たな数値が確定した場合は**、**前回の料金値上げと同様の考え方**に基づき、**新たな数値を反映するということで良いか**。

【参考】四国電力の算定方法

【特定放射性廃棄物処分費】

- 特定放射性廃棄物処分費の算定に必要な拠出金単価は、下記の算定式によって算定され、経済産業省令において定められる。

$$\text{拠出金単価} = \frac{\text{最終処分業務を行うために今後必要な費用の総額の現在価値} - \text{最終処分拠出金の積立金残高（運用益を含む）}}{\left[\text{最終処分を行う特定放射性廃棄物の総量} - \text{既に拠出金が手当された特定放射性廃棄物の量}\right]\text{の現在価値}}$$

- 四国電力は、過去5年間（2017～21年）の実績単価と割引率との相関関係を基に、割引率▲0.1%あたり7,170千円上昇すると想定し、2023年の拠出金単価に用いる割引率を、入手可能な公表指数を基に▲0.5%と想定し、必要な単価を算定した。

【原子力発電施設解体費】

- 解体費用の総見積額は、原子力発電施設解体引当金等記載要領で算定式が定められているところ、算定に必要な係数の一部は、毎年度※、経済産業省において定めている。

※2022年度の係数は、経済産業省において2023年3月2日付けで定められ、各社に通知された。

- 四国電力は、総見積額の算定式に用いる係数について、過去5年間（2016～20年）のエスカレーション（毎月勤労統計調査による一般労働者単価等）を算定し、2022年度以降の係数について、2021年度のエスカレーション実績が2022年度以降も継続すると想定し、原価算定期間の解体費用の総見積額を算定した。

【６－５．原子力バックエンド費用】

①原子力バックエンド費用の概要

②使用済燃料再処理等拠出金発電費

③特定放射性廃棄物処分費

④原子力発電施設解体費

⑤審査における論点

⑥審査の結果

審査の結果（原子力バックエンド費用）

【使用済燃料再処理等拠出金発電費】

- 「原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施に関する法律」及び供給計画等に基づき算定されていることを確認した。
- **東北電力**は、誤って**使用済燃料発生量を過大に算定**していたことから、**誤りを修正することにより料金原価から減額**する。

【特定放射性廃棄物処分費】

- **四国電力の将来の単価を見込んだ料金原価の算定方法については認めないこととして減額**。
- 算定に用いている拠出金単価に関し、**2023年の拠出金単価に改定されたことに伴い、**申請において2022年の拠出金単価を用いている場合は、**2023年の拠出金単価を用いて算定し料金原価に反映する**（東北・中国・四国）。

【原子力発電施設解体費】

- **四国電力のエスカレーションを反映した算定方法については認めないこととして減額**。
- 算定に用いている総見積額に関し、**2022年度の数値が確定したことに伴い、**申請において2021年度の数値を用いている場合は、**2022年度の数値を用いて算定し料金原価に反映する**（北海道・東北・北陸・中国・四国）。

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
- 6－1．　需要想定･供給力
- 6－2．　経営効率化
- 6－3．　燃料費
- 6－4．　購入･販売電力料
- 6－5．　原子力バックエンド費用
- **6－6．　人員計画･人件費**
- 6－7．　修繕費
- 6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
- 6－9．　事業報酬
- 6－10．その他経費
- 6－11．公租公課
- 6－12．控除収益
- 6－13．費用の配賦
- 6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

【６－６．人員計画･人件費】

①人員計画･人件費の概要

②人員計画

③人件費

人員計画・人件費の概要

- **人員計画は**、事業に必要な人員の採用や配置、退職に関する計画のことであり、**人件費の算定の基礎となる計画**である。
- **人件費は**、電気事業を運営する従業員等の人員を雇用等するための費用であり、以下のとおり、役員給与、給料手当、給料手当振替額（貸方）、退職給与金、厚生費、委託検針費・委託集金費及び雑給の各営業費項目で構成されている。

1. 役員給与：役員に対して支給される給与。ただし、従業員の職務を兼務する役員に対して当該職務に関して支給される給与を除く。
2. 給料手当：従業員に対する給与。
3. 給料手当（控除口（貸方））：組合活動、欠勤、懲戒休業等による給料の不払分。
4. 給料手当振替額（貸方）：「給料手当」に計上する金額のうち、建設工事等に従事した者の給料手当を各該当科目へ振り替えた金額。
5. 退職給与金：従業員に対する退職に係る支払額。
6. 厚生費（法定厚生費）：健康保険料、労災保険料、厚生年金保険料、雇用保険料、労災補償費、健康診断費等の額。
7. 厚生費（一般厚生費）：保険費、厚生施設費、文化体育費、慶弔費、団体生命保険料等の額。
8. 委託検針費・委託集金費：従業員以外の者に検針・集金を委託する場合の個人支給の手当及びこれに準ずるもの。
9. 雑給：従業員以外の者（役員を除く）に対する給与・厚生費及び退職金。

関係法令における規定（人員計画･人件費）①

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

（営業費の算定）

第三条　事業者は、営業費として、役員給与、給料手当、給料手当振替額（貸方）、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費、雑給（中略）の額の合計額を算定（中略）しなければならない。

２　次の各号に掲げる営業費項目の額は、（中略）それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。

一　役員給与、給料手当、給料手当振替額（貸方）、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費及び雑給　実績値及び法第二十九条の規定による届出をした供給計画（以下単に「供給計画」という。）等を基に算定した額

二～十一　（略）

関係法令における規定（人員計画・人件費）②

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）（抜粋）

第２章 「原価等の算定」に関する審査
第１節 基本的考え方
１．～４．（略）
５．従業員以外の者であってその業務内容が不明確なもの（相談役及び顧問等）に係る費用や宿泊施設、体育施設その他の厚生施設（社宅・寮等であって、電気事業を遂行するために必要と認められるものを除く。）に係る費用については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮し、原価への算入を認めない。
６．消費者物価及び雇用者所得等の変動見込み（エスカレーション）については、原則として原価への算入を認めない。

第２節 営業費
１．人員計画・人件費
（１）人員計画については、経費人員数の妥当性を確認するとともに、他の事業者と比べて、１人当たりの生産性の水準が低い場合には、当該申請事業者の個別事情を勘案しつつ査定を行う。
（２）役員数については、最大限の効率化努力を前提に、業務執行上必要不可欠なものとなっているかを確認する。
（３）役員給与のうち、社内役員の給与については、国家公務員の指定職の給与水準の平均（事務次官、外局の長、内部部局の長等の平均）と比較しつつ査定を行う。
（４）給料手当のうち、従業員１人当たりの年間給与水準（基準賃金、諸給与金等）については、厚生労働省の「賃金構造基本統計調査」における常用労働者１，０００人以上の 企業平均値を基本に、ガス事業、水道事業及び鉄道事業の平均値と比較しつつ査定を行う。その際、地域間の賃金水準の差については、地域の物価水準を踏まえ、消費者物価指数、人事院の「国家公務員給与等実態調査及び職種別民間給与実態調査の結果に基づく地域別の民間給与との較差」、厚生労働省の「賃金構造基本統計調査」等を参考に判断する。
（５）申請事業者から関係会社又は団体等への出向者に係る給料手当については、電気事業の遂行に必要かつ有効であると認められるものに限り原価への算入を認める。
（６）退職給与金については、人事院の「民間の企業年金及び退職金等の調査結果」及び中央労働委員会の「賃金事情等総合調査」における労働者１，０００人以上の企業平均値を基本とする。また、従業員の年金資産の期待運用収益率については、過去の申請事業者の期待運用収益率や他の事業者の期待運用収益率を踏まえ査定を行う。
（７）法定厚生費については、健康保険料の事業主負担割合の法定下限が５０％であることを踏まえ、単一・連合やガス事業及び水道事業等における健康保険組合の事業主負担割合を勘案しつつ査定を行う。
（８）一般厚生費については、労働者１，０００人以上の企業平均値を基本とする。ただし、持株奨励金及びイメージ広告に類似するものに係る費用については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、原価への算入を認めない。
（９）委託検針費、委託集金費、雑給等については、業務内容を踏まえ、他の事業者に係るこれらの費用と比較しつつ査定を行う。
（１０）地方議員兼務者の電気事業に従事していない時間に係る給与については、原価への算入を認めない。

【６－６．人員計画･人件費】

①人員計画･人件費の概要

②人員計画

③人件費

過去の料金改定に織り込んだ人員計画に係る効率化の達成状況

- 北海道電力・東北電力・東京電力EP・四国電力によれば、過去の料金改定（※）で料金原価に織り込んだ人員計画の効率化について、当時の原価算定期間における達成状況は、以下のとおり。

※北海道電力・東北電力・四国電力の料金改定は2013年、原価算定期間は2013～15年度。東京電力EPの料金改定は2012年、原価算定期間は2012～14年度。

	効率化の織り込み	達成状況に関する事業者の説明
北海道電力	• 前回原価では、設備の点検サイクル延伸・施工範囲縮小による保守人員の効率化や、その他業務の集中化・組織体制見直し等により、▲96人の効率化を織り込み。	• 達成 ➢ 左記の取組を確実に実施するとともに、更なる効率化により合計で▲172人を低減。
東北電力	• ▲182人の人員数の削減。	• 達成 ➢ 業務削減と採用抑制（2010～12年度で平均350人程度であった採用数を、38%減の平均220人程度に抑制（3年間で合計▲390人））により達成。
東京電力EP	• 体制見直しや業務の抜本的な簡素化・合理化を通じ、全体として効率化を図り、採用抑制（2012・13年度の新規採用中止）や希望退職等により▲約3600人の削減。	• 達成 ➢ 新規採用の中止に加え、50歳以上の社員を対象とした1,000人規模の希望退職を実施したことなどにより、過去の料金値上げで織り込んだ人員計画を上回る削減を達成　（2014年度末時点：▲5,776人）
四国電力	• 原価期間における採用数について、至近実績の年平均130名程度から年平均100名程度に抑制し、経費対象人員を6,184人で織り込み。	• 達成 ➢ 原価に織り込んだ採用抑制を実施したことに加え、転籍の拡大等により、経費対象人員をさらに削減（原価算定期間平均で原価比▲212人）。

各事業者の申請概要（人員計画）①

- 各事業者によれば、**直近の効率化の取組状況**及び**今回の料金改定申請**（原価算定期間：2023～25年度）**に織り込んだ効率化の取組**は、以下のとおり。

	人員計画に関する事業者の説明
北海道電力	✓ 2022年度末の在籍人員数は、北海道電力と北海道電力ネットワーク（以下「北海道電力NW」という。）の2社合計で5,315人となる見込みであり、**現行料金**における原価算定期間の初年度2013年度末（5,736人）**と比較して▲421人まで低減**。 ✓ 今回の原価算定期間（2023～25年度）の**採用数**については、電力の安定供給等の事業運営に最低限必要な人員数を精査したうえで、各年とも**退職想定数を下回る118人と設定**。 ✓ 併せて、組織体制の見直しやカイゼン等により業務運営の効率化を徹底して織り込み、最終年度である**2025年度末の経費対象人員は2,392人まで低減**（分社化後の2020年度末：2,516人と比較して▲124人）。
東北電力	✓ 近年は、外部委託の拡大による社内組織の見直し、火力発電所の業務運営体制見直し等により、**2020年度の分社化以降、2022年度までに68人の人員削減**を行う。 ✓ 原価算定期間は、本店における間接業務のシェアードサービス化並びに外部委託拡大や関係会社への業務移管等更なる業務効率化や採用抑制等により2020年度末（5,247人）と比べて**2025年度末は5,026人（▲221人）まで削減することを織り込み**。
東京電力EP	✓ 今回の経費対象人員は2,677人で、採用凍結や希望退職を織り込んだ**前回の料金見直し時よりも、さらに▲108人削減**。 ✓ 当社発足の2016年度から2019年度にかけて、退職者数と比較して新規採用者数を大幅に抑制。**4年間の累計退職者数（272名）に対して新規採用者数は160名**（退職者数比▲112名）。 ※震災以降の継続的な人員削減（総合特別事業計画における2021年度の目標値34,500人に対して実績値27,898人（▲6,602名））により年齢構成が極端に歪み、若年・中間層が存在しない状態。将来的に組織力の維持が困難になることから、2020年度以降は東京電力グループ大で採用数を増加させる方針に転換。

各事業者の申請概要（人員計画）②

	人員計画に関する事業者の説明
北陸電力	✓ 2008年度以降の数年間は、過去の退職者数増加や水力・LNG火力の開発等があり、安定供給の確保の観点から退職者数を上回る採用数があった。 ✓ 近年は、本店組織の統廃合等による業務効率化や採用抑制等により、**2020年度の分社化以降、2022年度までに▲98人の人員削減**を行う。 ✓ 原価算定期間は、採用抑制等により2020年度末（2,943人）と比べて**2025年度末は2,834人（▲109人）まで削減することを織り込み**。
中国電力	✓ 2008年度以降、採用抑制や早期退職の実施等により、分社化するまでに989人を削減した。 ✓ 近年は、工事受付業務の集中処理化等による業務効率化や採用抑制等により、分社化以降、**2022年度末までに▲260人の人員削減**を行う（2020年4月1日人員比）。 ✓ 原価算定期間は、退職者数と採用数の差により毎年度100人程度削減し、2020年度末（3,639人）と比べて**2025年度末は3,489人（▲150人）まで削減することを織り込み**。
四国電力	✓ 営業拠点の再構築やITツールの積極活用・働き方改革推進等により、組織業務運営体制のスリム化や徹底した効率化・生産性の向上を図るとともに、高年齢層を対象とした進路選択制の導入による新陳代謝の促進、定年退職者がピークを迎える中で採用人数を抑制するなどの取り組みを行ってきた。この結果、**2020年度の分社化以降、2022年度末までに▲123人（▲5%）の人員削減**を行う。 ✓ 原価算定期間は、更なる業務効率化・高度化により、2020年度末（2,483人）と比べて**2025年度末は▲316人（▲13%）の2,167人まで削減することを織り込み**。
沖縄電力	✓ **2008年以降**、組織・事業所の再編及び業務の集中化・委託化等の業務効率化に取り組んだが、吉の浦火力発電所の運転開始等に伴い、**2021年度末までに63人増加**（送配電部門を含む全体の人員数）。 ✓ 原価算定期間は、業務の集中化・委託化等の効率化により、2020年度末（780人）と比べて**2025年度末は775人（▲5人）まで削減することを織り込み**。

【参考１】人員数の推移①（再雇用者、無期雇用者の人員数）

- 過去の料金改定（2012～15年）と異なり、高年齢者雇用安定法に基づく**従業員の再雇用及び**労働契約法に基づく**無期労働契約が増加**している。
- **正社員と同等の勤務形態にある再雇用者・無期雇用者**を、**雑給人員として整理している北陸・沖縄（※東電EPは無期雇用者のみ雑給人員に整理）**について、**当該雑給人員を原価算定期間中に見込んでいる人員数**は、以下のとおり。

【原価算定期間（2023～25年度）の3年平均における再雇用者及び無期雇用者の人員数等】

	再雇用者	無期雇用者	人員区分
北海道	262	-	経費対象人員
東北	205	-	経費対象人員
東電EP	133	-	経費対象人員
	-	1	雑給人員
北陸	262	177	雑給人員
中国	90	-	経費対象人員
四国	123	-	経費対象人員
沖縄	19	2	雑給人員

【参考１】人員数の推移②（総人員数）

（１）総人員数（経費対象人員※1に再雇用者等を加えた人数）の推移 【各年度末の実績値又は見込み値】

	【参考】現行原価※2	2020※3	2021※3	2022※3	2023	2024	2025	2023-2025平均	2020比	
									人数	%
北海道	2,313	2,516	2,514	2,482	2,457	2,417	2,392	2,422	▲ 94	▲4%
東北	5,297	5,247	5,184	5,179	5,155	5,094	5,026	5,092	▲ 155	▲3%
北陸	2,239	2,916	2,881	2,864	2,830	2,764	2,815	2,803	▲ 113	▲4%
中国	4,352	3,639	3,698	3,684	3,619	3,570	3,489	3,559	▲ 80	▲2%
四国	2,937	2,483	2,431	2,360	2,311	2,237	2,167	2,238	▲ 245	▲10%
沖縄	764	780	745	762	759	778	775	771	▲ 9	▲1%
東電EP※4	2,785	2,518	2,559	2,603	2,641	2,687	2,702	2,677	＋159	＋6%

※１：経費対象人員は、料金原価の算定にあたり、給料手当・退職給与金・厚生費の対象人員としているもの。ただし、建設従事者、附帯事業従事者、休職者及び送配電会社への出向等を除く。
※２：現行原価の人数について、北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの（３年平均）であり、送配電人員数を除いた想定値。東京は2012年料金改定時のものであり、販売人員数のみの想定値。
※３：2020年度及び2021年度は各年度末実績。2022年度は実績見込み。
※４：東電EPは販売部門人員、管理部門人員、再雇用・無期雇用者人員の合計（発電部門人員は有さない）。

【参考１】人員数の推移③（経費対象人員数、再雇用者等の人員数）

（２）経費対象人員数（再雇用者等を除く）の推移

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025平均	2020比
北海道	2,255	2,271	2,243	2,201	2,158	2,121	2,160	▲ 95
東北	5,087	5,004	4,998	4,968	4,883	4,810	4,887	▲ 200
東電EP	2,427	2,453	2,494	2,518	2,553	2,553	2,541	＋114
北陸	2610	2,563	2,512	2,417	2,325	2,350	2,364	▲ 246
中国	3,602	3,651	3,620	3,542	3,480	3,385	3,469	▲ 133
四国	2,422	2,356	2,261	2,196	2,110	2,041	2,116	▲ 306
沖縄	773	736	748	742	757	750	750	▲ 23

※ 2020年度及び2021年度は各年度末実績。2022年度は実績見込み。

（３）再雇用者等の人員数の推移

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025平均	2020比
北海道	261	243	239	256	259	271	262	＋1
東北	160	180	181	187	211	216	205	＋45
東電EP	89	105	108	122	133	148	134	＋45
北陸	306	318	352	413	439	465	439	＋133
中国	37	47	64	77	90	104	90	＋53
四国	61	75	99	115	127	126	123	＋62
沖縄	7	9	14	17	21	25	21	＋14

※ 2020年度及び2021年度は各年度末実績、2022年度は実績見込み。

【参考１】人員数の推移④（退職者数、採用者数）

（４）退職者数の推移

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025平均	2020比
北海道	162	133	149	135	152	137	141	▲ 21
東北	170	209	181	191	216	195	201	+31
東電EP	88	98	113	98	113	135	115	+27
北陸	109	105	117	133	115	106	118	+9
中国	219	246	228	226	214	225	222	+3
四国	146	151	169	166	152	137	152	+6
沖縄	12	12	16	15	14	22	17	+5

※2020年度及び2021年度は各年度末実績。2022年度は実績見込み。

（５）採用者数の推移

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025平均	2020比
北海道	110	126	95	118	118	118	118	+8
東北	159	139	112	124	113	111	116	▲ 43
東電EP	117	142	156	179	172	167	173	+56
北陸	91	81	72	77	87	87	84	▲ 7
中国	143	141	158	136	135	135	135	▲ 8
四国	66	68	76	75	65	65	68	+2
沖縄	12	8	12	12	12	16	13	+1

※2020年度及び2021年度は各年度末実績。2022年度は実績見込み。

【参考１】人員数の推移⑤（販売部門人員、発電部門人員）

（６）販売部門人員数の推移（年度末人員）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025平均	
								2020比
北海道	413	426	424	415	411	402	409	▲ 4
東北	1,269	1,254	1,237	1,197	1,161	1,129	1,162	▲ 107
東電EP	2,085	2,134	2,167	2,198	2,237	2,250	2,228	＋143
北陸	577	577	581	603	620	634	619	＋42
中国	780	832	810	814	801	780	798	＋18
四国	619	606	589	577	558	541	559	▲ 60
沖縄	177	153	152	159	160	155	158	▲ 19

（７）発電部門人員の推移（年度末人員）

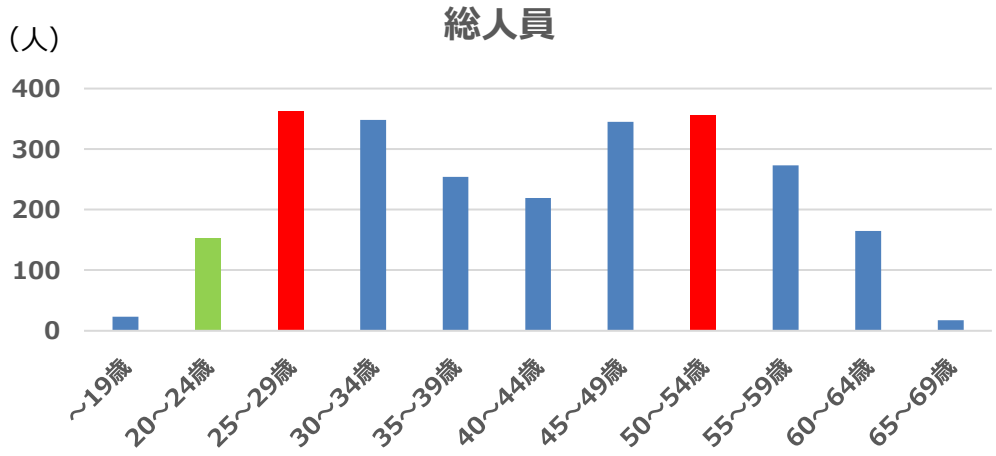
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025平均	
								2020比
北海道	1,328	1,304	1,311	1,322	1,308	1,313	1,314	▲ 14
東北	2,609	2,579	2,657	2,694	2,685	2,718	2,699	＋90
北陸	1,642	1,622	1,609	1,566	1,504	1,558	1,543	▲ 99
中国	1,635	1,662	1,631	1,594	1,557	1,513	1,555	▲ 80
四国	1,257	1,231	1,194	1,169	1,132	1,096	1,132	▲ 125
沖縄	401	394	400	392	411	414	406	＋5

※2020年度及び2021年度は各年度末実績。2022年度は実績見込み。
※東電EPは発電部門人員を有さないため、上記の表には含めていない。

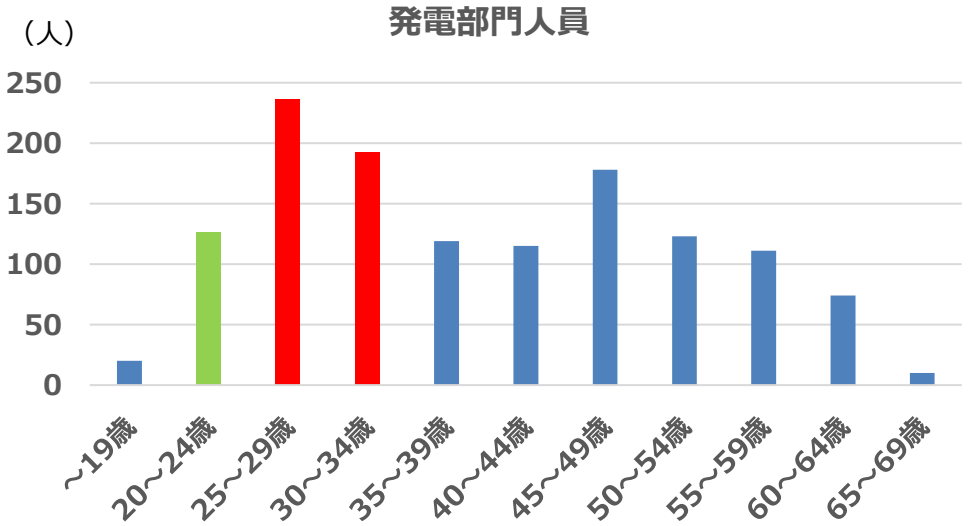
【参考２】従業員の人員構成①（総論）

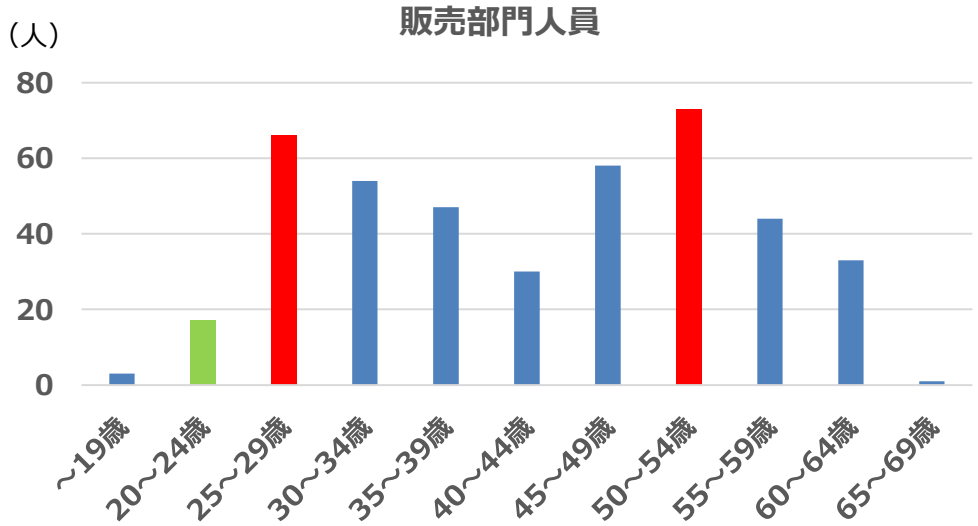
- 7事業者の従業員の総人員、発電部門及び販売部門の人員構成を、次ページ以降に整理した。
- **７事業者とも40歳代・50歳代の従業員の構成比率が高く、今後10年程度で概ね3割程度の従業員が定年退職を迎える**見込みである。（最も低い沖縄は2割、最も高い東北・中国・四国は3割5分程度）
- 一方、**20歳代の従業員の構成比率は1割台が多く、最も高い北海道が2割、最も低い東電EPは東日本大震災以降、採用を一時停止していたこともあり１割に満たない**状況である。

【参考２】従業員の人員構成②（北海道電力）



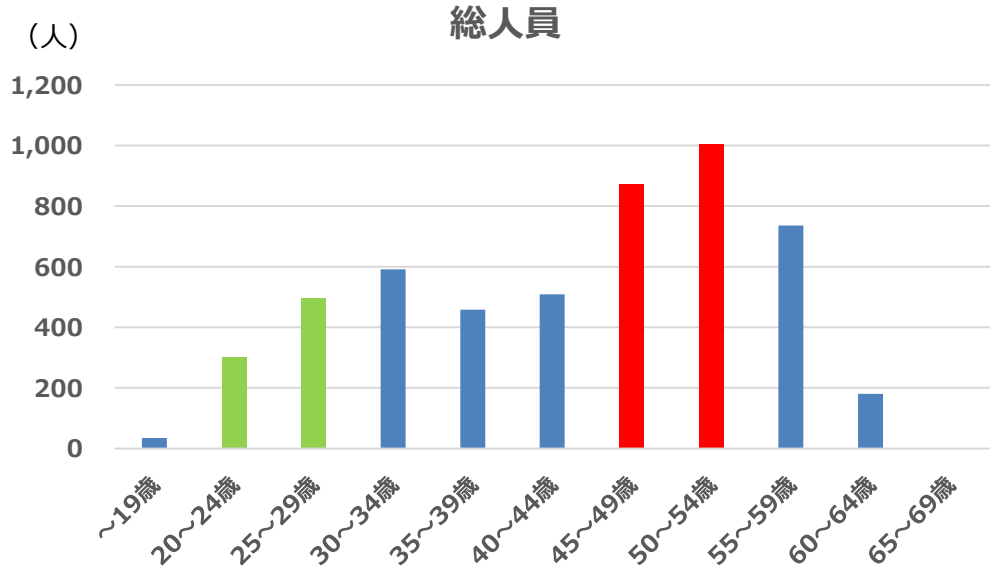
年齢	経費対象人員等							
	人員（人）	割合（%）	発電部門	割合（%）	販売部門	割合（%）	一般管理部門	割合（%）
~19歳	23	1%	20	2%	3	1%	0	0%
20~24歳	153	6%	126	10%	17	4%	10	1%
25~29歳	362	14%	236	18%	66	15%	60	8%
30~34歳	348	14%	192	15%	54	13%	102	13%
35~39歳	254	10%	119	9%	47	11%	88	11%
40~44歳	219	9%	115	9%	30	7%	74	9%
45~49歳	345	14%	178	14%	58	14%	109	14%
50~54歳	355	14%	123	9%	73	17%	159	20%
55~59歳	273	11%	111	9%	44	10%	118	15%
60~64歳	165	7%	74	6%	33	8%	58	7%
65~69歳	17	1%	10	1%	1	0%	6	1%
合計	2,514		1,304		426		784	



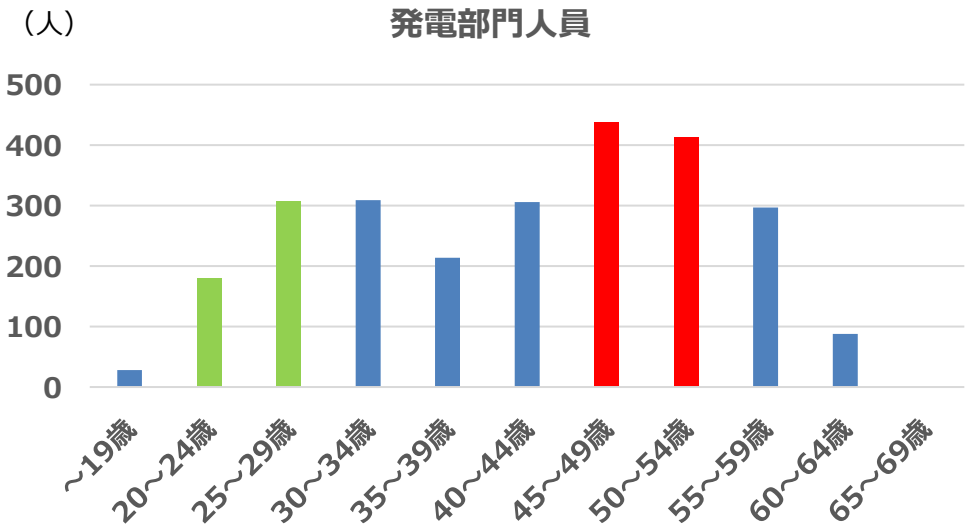


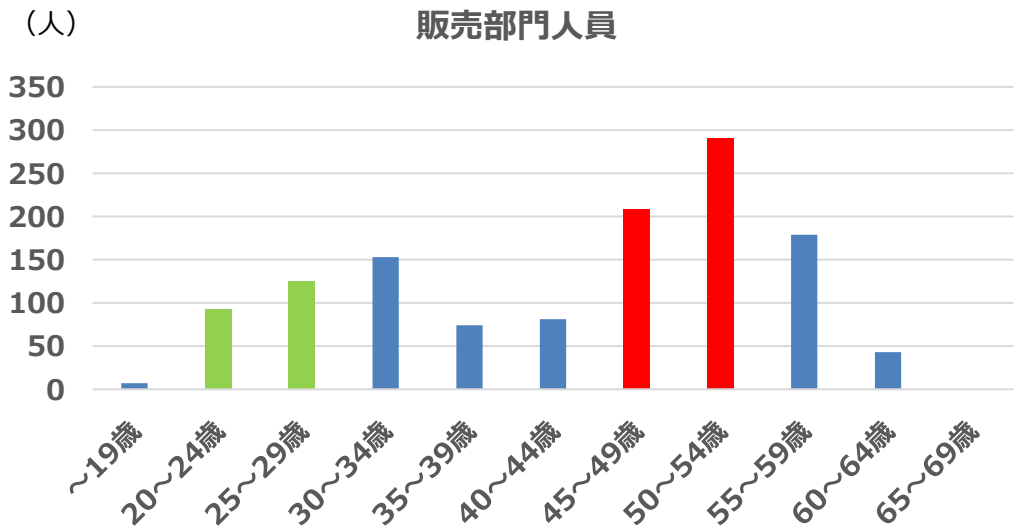
※グラフ及び表のうち、赤色は人員構成が多い年齢層、緑色は20歳代の年齢層　※2021年度末実績

【参考２】従業員の人員構成③（東北電力）



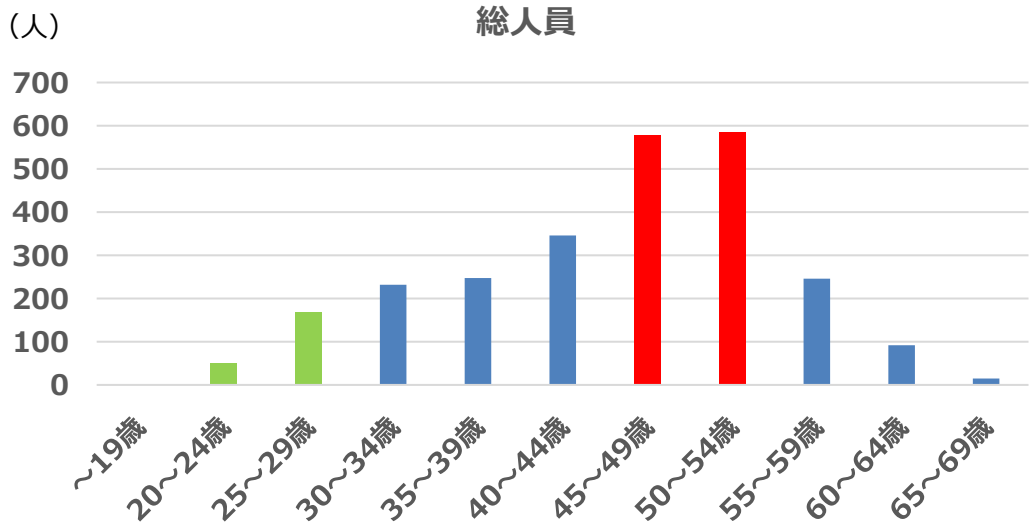
年齢	経費対象人員等							
	人員（人）	割合（%）	発電部門	割合（%）	販売部門	割合（%）	一般管理部門	割合（%）
～19歳	35	1%	28	1%	7	1%	0	0%
20～24歳	303	6%	179	7%	93	7%	31	2%
25～29歳	496	10%	307	12%	125	10%	64	5%
30～34歳	591	11%	309	12%	153	12%	129	10%
35～39歳	458	9%	214	8%	74	6%	170	13%
40～44歳	509	10%	306	12%	81	6%	122	9%
45～49歳	872	17%	438	17%	209	17%	225	17%
50～54歳	1,004	19%	413	16%	290	23%	301	22%
55～59歳	736	14%	297	12%	179	14%	260	19%
60～64歳	180	3%	88	3%	43	3%	49	4%
65～69歳	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
合計	5,184		2,579		1,254		1,351	

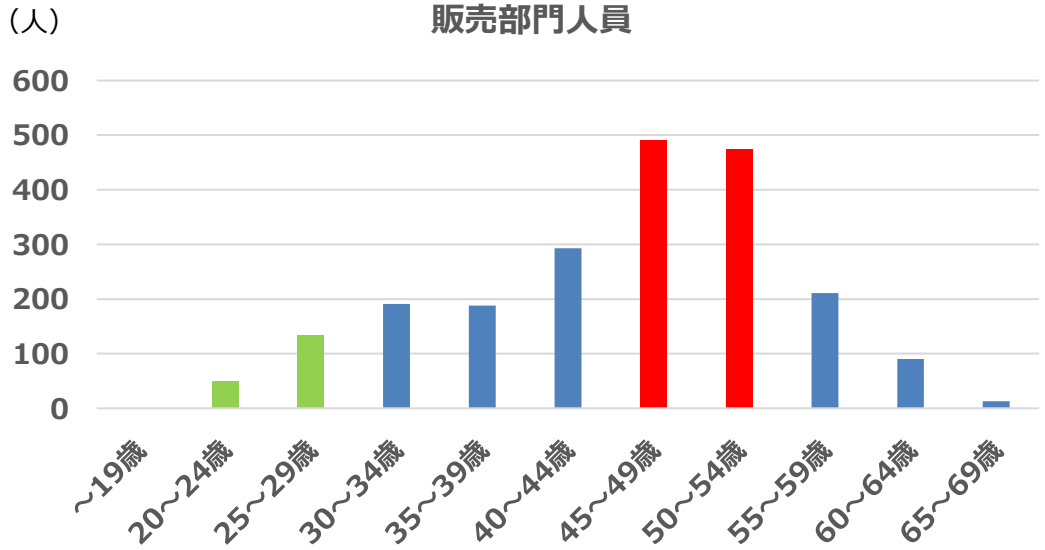




※グラフ及び表のうち、赤色は人員構成が多い年齢層、緑色は20歳代の年齢層　※2021年度末実績

【参考２】従業員の人員構成④（東京電力EP）

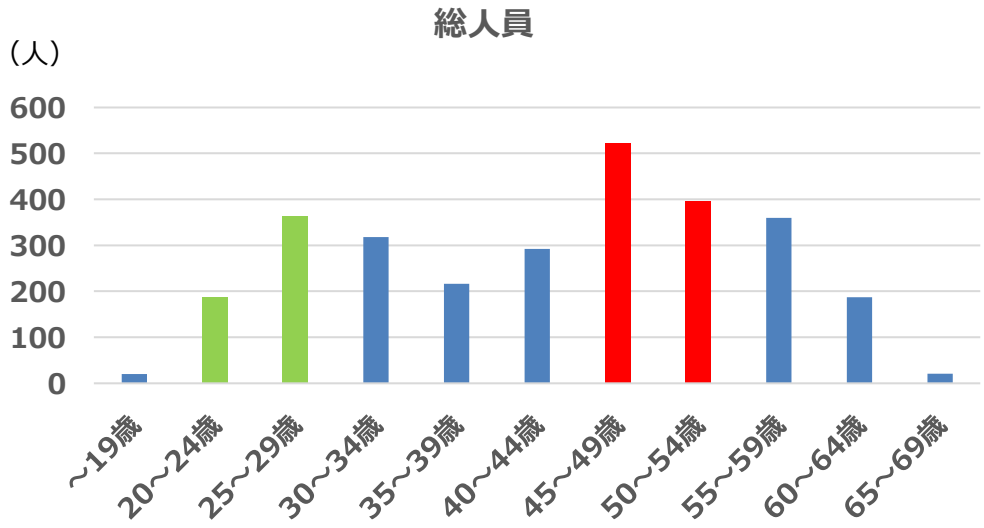




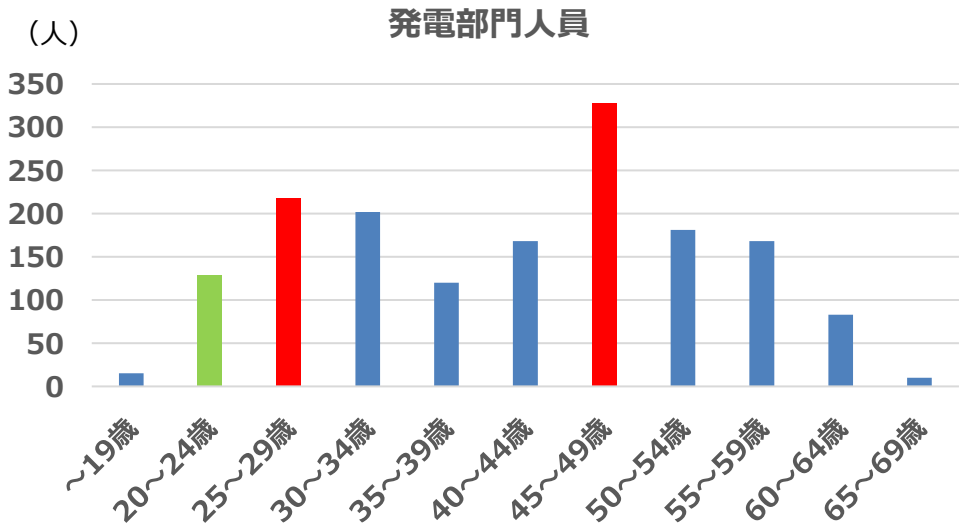
年齢	経費対象人員等					
	人員（人）	割合（%）	販売部門	割合（%）	一般管理部門	割合（%）
~19歳	0	0%	0	0%	0	0%
20~24歳	51	2%	49	2%	2	0%
25~29歳	168	7%	134	6%	34	8%
30~34歳	232	9%	191	9%	41	10%
35~39歳	248	10%	188	9%	60	14%
40~44歳	346	14%	293	14%	53	12%
45~49歳	577	23%	491	23%	86	20%
50~54歳	584	23%	474	22%	110	26%
55~59歳	246	10%	211	10%	35	8%
60~64歳	92	4%	90	4%	2	0%
65~69歳	15	1%	13	1%	2	0%
合計	2,559		2,134		425	

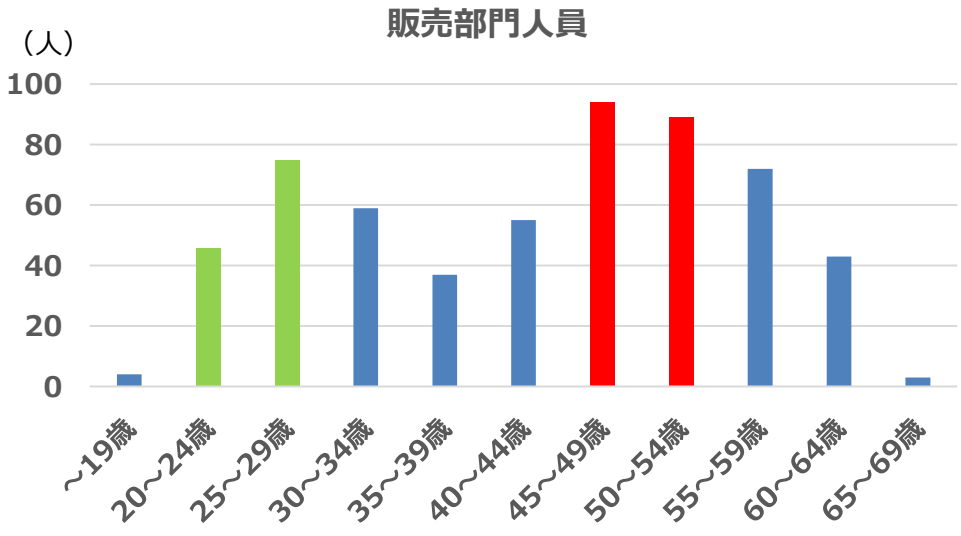
※グラフ及び表のうち、赤色は人員構成が多い年齢層、緑色は20歳代の年齢層　※2021年度末実績

【参考２】従業員の人員構成⑤（北陸電力）



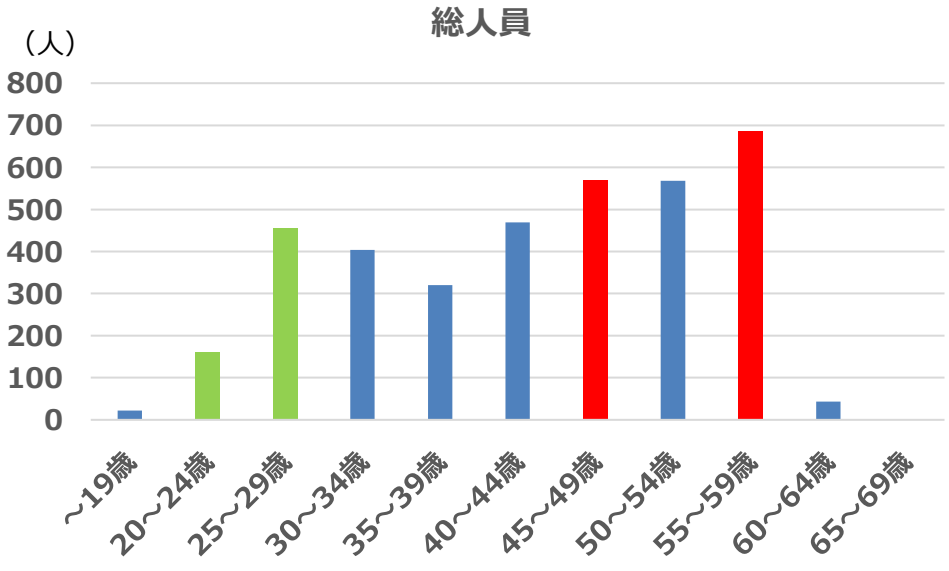
年齢	経費対象人員等							
	人員（人）	割合（%）	発電部門	割合（%）	販売部門	割合（%）	一般管理部門	割合（%）
~19歳	20	1%	15	1%	4	1%	1	0%
20~24歳	187	6%	129	8%	46	8%	12	2%
25~29歳	363	13%	218	13%	75	13%	70	10%
30~34歳	318	11%	202	12%	59	10%	57	8%
35~39歳	216	7%	120	7%	37	6%	59	9%
40~44歳	292	10%	168	10%	55	10%	69	10%
45~49歳	522	18%	328	20%	94	16%	100	15%
50~54歳	395	14%	181	11%	89	15%	125	18%
55~59歳	360	12%	168	10%	72	12%	120	18%
60~64歳	187	6%	83	5%	43	7%	61	9%
65~69歳	21	1%	10	1%	3	1%	8	1%
合計	2,881		1,622		577		682	



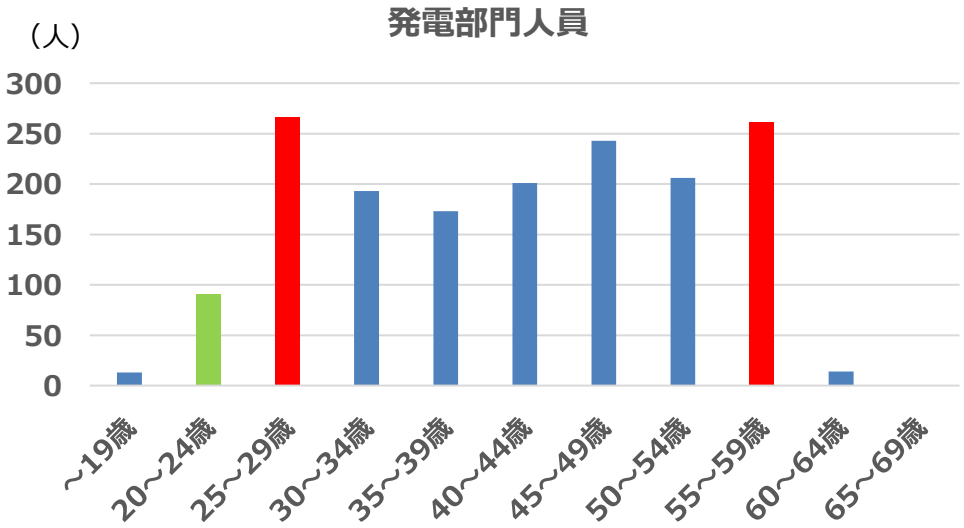


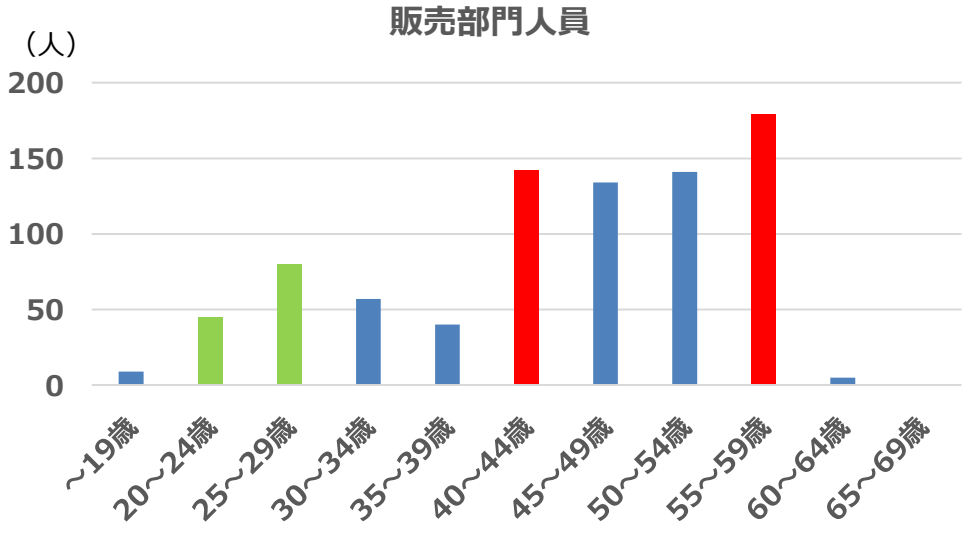
※グラフ及び表のうち、赤色は人員構成が多い年齢層、緑色は20歳代の年齢層　※2021年度末実績

【参考２】従業員の人員構成⑥（中国電力）



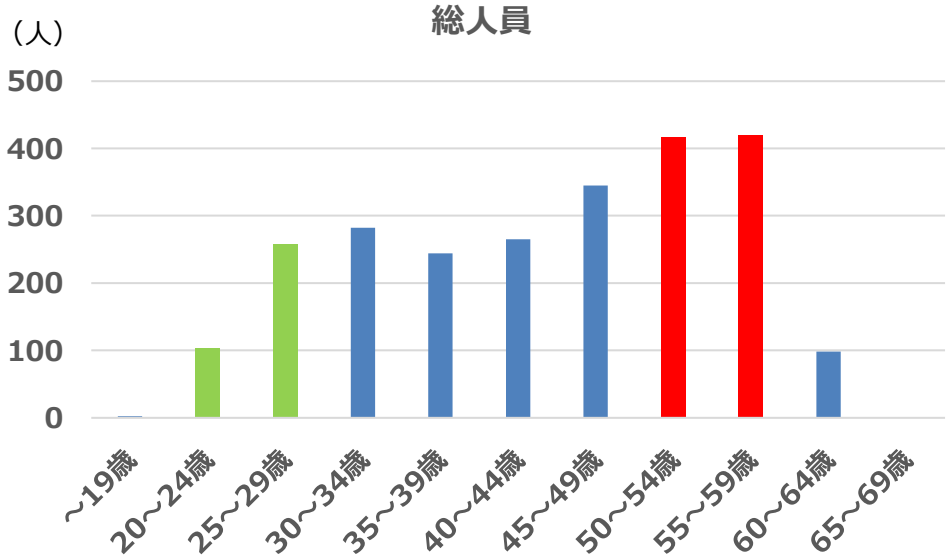
年齢	経費対象人員等							
	人員（人）	割合（%）	発電部門	割合（%）	販売部門	割合（%）	一般管理	割合（%）
~19歳	22	1%	13	1%	9	1%	0	0%
20~24歳	161	4%	91	5%	45	5%	25	2%
25~29歳	456	12%	266	16%	80	10%	110	9%
30~34歳	404	11%	193	12%	57	7%	154	13%
35~39歳	320	9%	173	10%	40	5%	107	9%
40~44歳	469	13%	201	12%	142	17%	126	10%
45~49歳	570	15%	243	15%	134	16%	193	16%
50~54歳	568	15%	206	12%	141	17%	221	18%
55~59歳	685	19%	262	16%	179	22%	244	20%
60~64歳	43	1%	14	1%	5	1%	24	2%
65~69歳	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
合計	3,698		1,662		832		1,204	



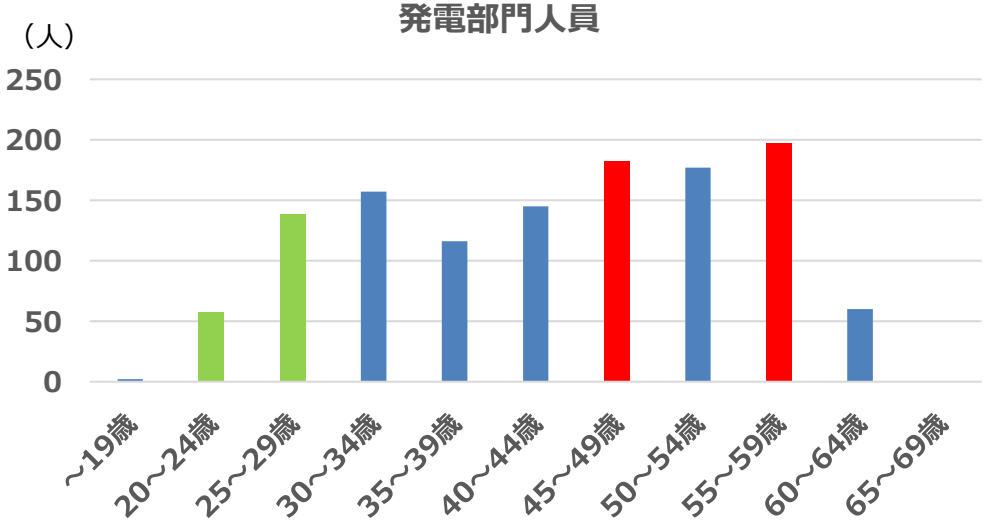


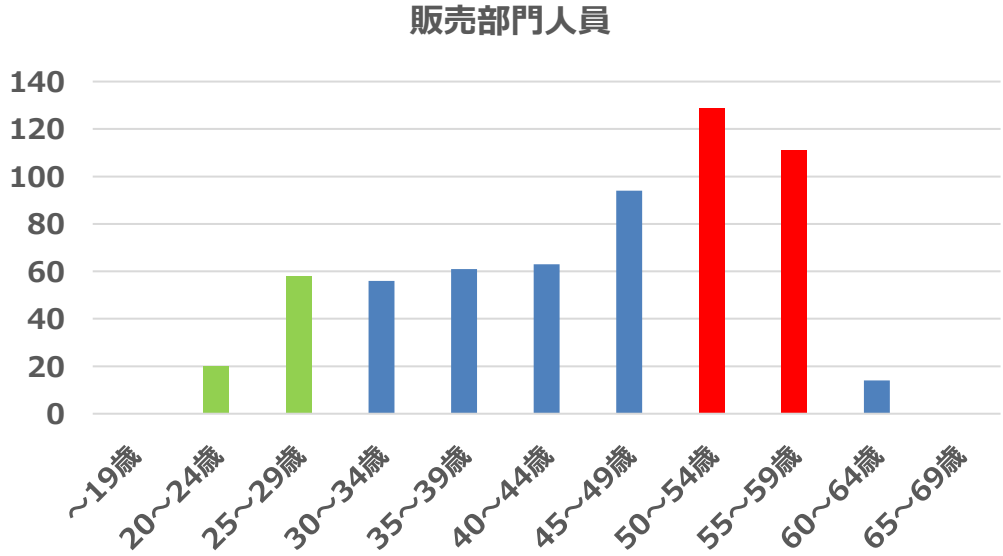
※グラフ及び表のうち、赤色は人員構成が多い年齢層、緑色は20歳代の年齢層　※2021年度末実績

【参考２】従業員の人員構成⑦（四国電力）



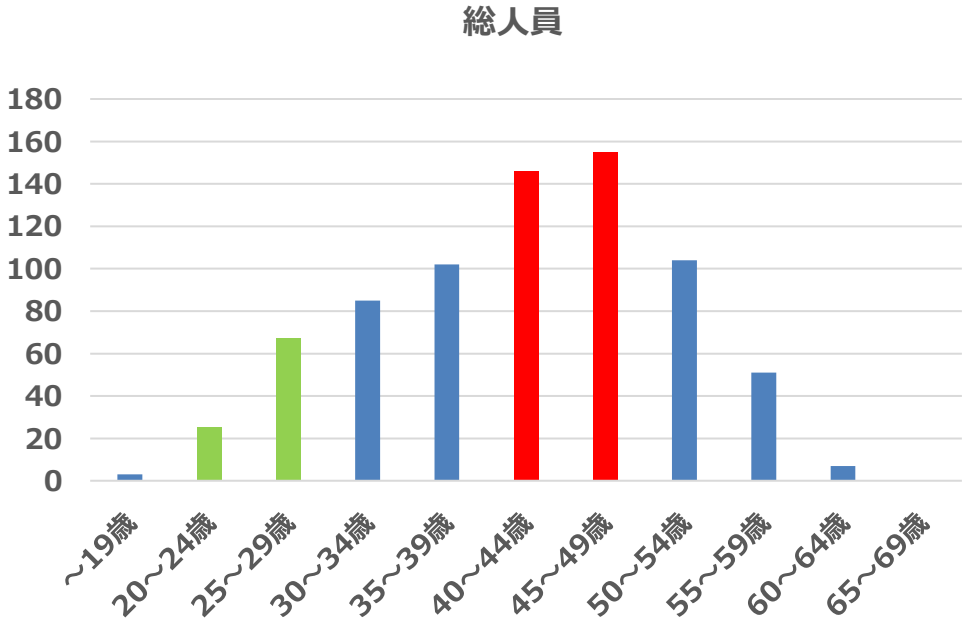
年齢	経費対象人員等							
	人員（人）	割合（%）	発電部門	割合（%）	販売部門	割合（%）	一般管理部門	割合（%）
~19歳	2	0%	2	0%	0	0%	0	0%
20~24歳	103	4%	57	5%	20	3%	26	4%
25~29歳	257	11%	138	11%	58	10%	61	10%
30~34歳	282	12%	157	13%	56	9%	69	12%
35~39歳	244	10%	116	9%	61	10%	67	11%
40~44歳	265	11%	145	12%	63	10%	57	10%
45~49歳	345	14%	182	15%	94	16%	69	12%
50~54歳	416	17%	177	14%	129	21%	110	19%
55~59歳	419	17%	197	16%	111	18%	111	19%
60~64歳	98	4%	60	5%	14	2%	24	4%
65~69歳	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
合計	2,431		1,231		606		594	



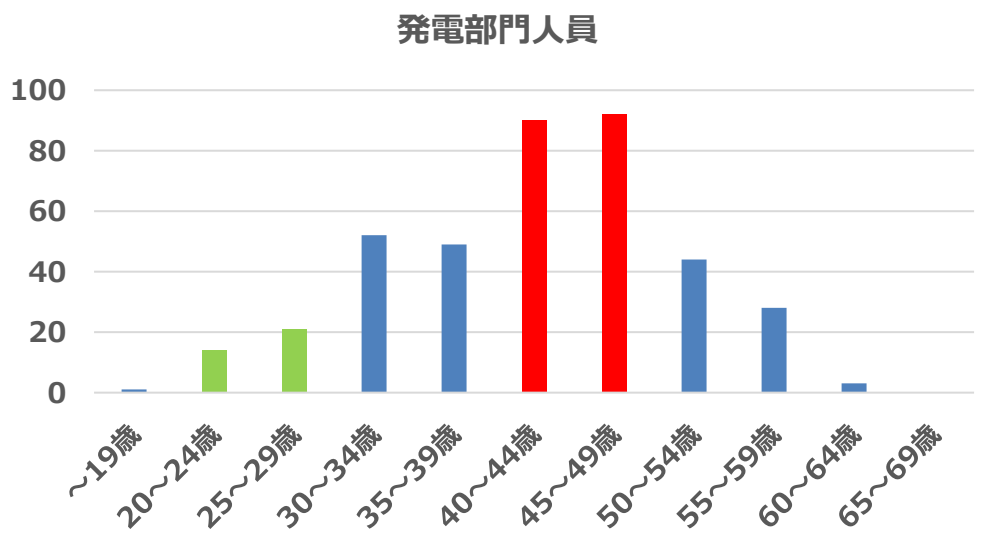


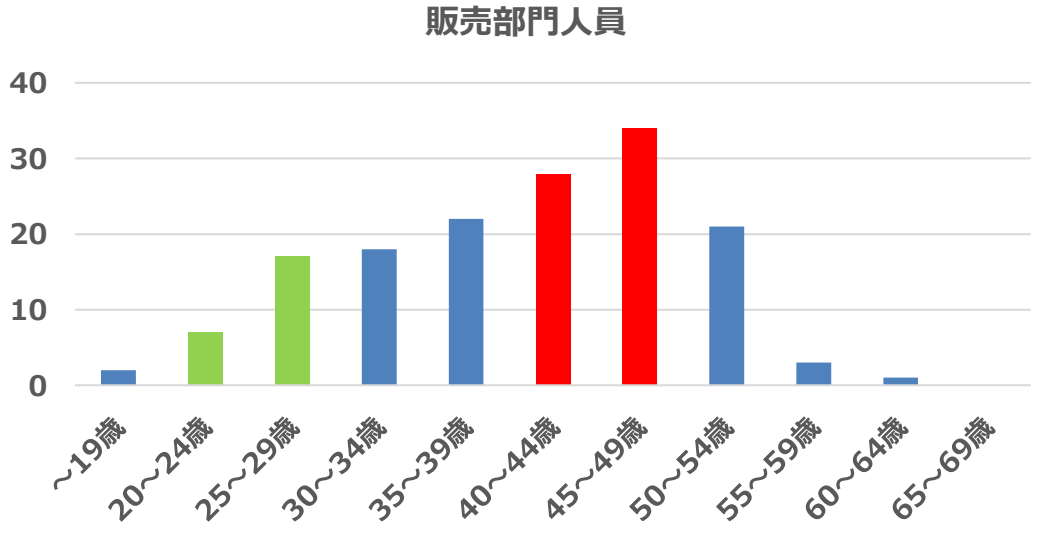
※グラフ及び表のうち、赤色は人員構成が多い年齢層、緑色は20歳代の年齢層　※2021年度末実績

【参考２】従業員の人員構成⑧（沖縄電力）



年齢	経費対象人員等							
	人員（人）	割合（%）	発電部門	割合（%）	販売部門	割合（%）	一般管理部門	割合（%）
~19歳	3	0%	1	0%	2	1%	0	0%
20~24歳	25	3%	14	4%	7	5%	4	2%
25~29歳	67	9%	21	5%	17	11%	29	15%
30~34歳	85	11%	52	13%	18	12%	15	8%
35~39歳	102	14%	49	12%	22	14%	31	16%
40~44歳	146	20%	90	23%	28	18%	28	14%
45~49歳	155	21%	92	23%	34	22%	29	15%
50~54歳	104	14%	44	11%	21	14%	39	20%
55~59歳	51	7%	28	7%	3	2%	20	10%
60~64歳	7	1%	3	1%	1	1%	3	2%
65~69歳	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
合計	745		394		153		198	





※グラフ及び表のうち、赤色は人員構成が多い年齢層、緑色は20歳代の年齢層　※2021年度末実績

審査における論点（人員計画）

- 人員計画については、料金審査要領に基づき、原価算定期間（2023～25年度）における採用者数・退職者数などを含めた**経費対象人員数の妥当性を確認**するとともに、**1人当たりの生産性の水準についても、他のみなし小売電気事業者**（今回、料金改定申請をしていない事業者を含む。）**と比較**することとなっている。
- 上記の事業者間比較を行うにあたり、**一部の事業者では発電部門が分社化**されているが、**公平な比較を行う観点から、どのような手法を用いることが妥当か**。
- また、**1人当たりの生産性を比較する指標**として、販売電力量・売上高・契約口数などを用いることが考えられるが、**各種指標をどのように用いることが適当か**。
- なお、過去の料金改定（2012～15年）と比較し、高年齢者雇用安定法に基づく**従業員の再雇用が増加**している。これを踏まえ、事業者間比較を行う際には、**正社員と同等の勤務形態にある人員も含め、人員数の妥当性を確認することとしてはどうか**。

審査の結果（人員計画）

- 発電部門の分社化など、各みなし小売電気事業者の事業形態の差異を考慮し、公平な比較を行う観点から、事務局で**下記の様々な指標に基づき、各事業者の生産性を評価**した。
- また、事業者間比較は、**正社員と同等の勤務形態にある再雇用者・無期雇用者を含めて行った**。
- その結果、**東電EPは該当する全指標で10社平均の水準を上回った**。また、**北海道・東北・中国は概ね他社平均の水準を上回った**。
- **北陸・四国・沖縄は他社平均の水準を下回る場合があるが、**小売販売電力量当たり販売部門人件費など、**いくつかの指標では、他社平均の水準を上回った**。
- これらを踏まえると、7事業者ともに、**人員数が明らかに過剰な水準とは言えない**と考えられる。

【総人員当たり販売電力量等】

	指標	北海道	東京	東北	北陸	中国	四国	沖縄
1	総人員当たり総販売電力量		-	○		○		
2	総人員当たり小売販売電力量		-	○		○		
3	総人員当たり売上高	○	-	○	○	○	○	○
4	総人員当たり契約口数	○	-	○		○		

【発電部門人員当たり発電電力量等】

	指標	北海道	東京	東北	北陸	中国	四国	沖縄
9	発電部門人員当たり発電電力量		-	○		○		
10	発電所当たり人員（水力）		-	○	○	○		-
11	発電所当たり人員（火力）	○	-			○		○
12	発電所当たり人員（原子力）		-	○	○		○	-
13	発電所当たり人員（新エネ）		-		○	○		-
14	認可出力当たり人員（水力）	○	-			○		-
15	認可出力当たり人員（火力）	○	-	○		○		
16	認可出力当たり人員（原子力）	○	-	○	○			-
17	認可出力当たり人員（新エネ）	○	-	○		○		-

【販売部門人員当たり販売電力量等】

	指標	北海道	東京	東北	北陸	中国	四国	沖縄
5	販売部門人員当たり総販売電力量	○	◎	◎		○		
6	販売部門人員当たり小売販売電力量	◎	◎	◎		◎		
7	販売部門人員当たり売上高	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
8	販売部門人員当たり契約口数	◎	◎	○		○		

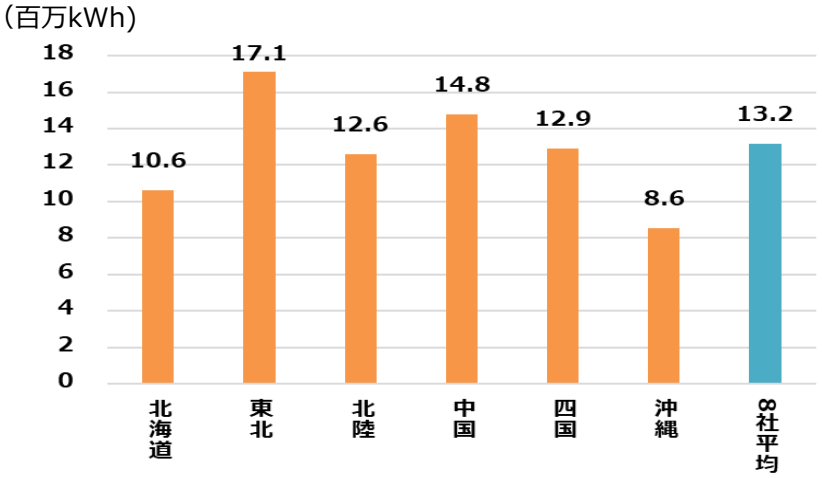
【販売電力量等当たり人件費】

	指標	北海道	東京	東北	北陸	中国	四国	沖縄
18	総販売電力量当たり販売部門人件費	◎	◎	◎	◎	◎	○	
19	小売販売電力量当たり販売部門人件費	◎	◎	◎	○	◎	○	○
20	売上高当たり販売部門人件費	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
21	契約口数当たり販売部門人件費	◎	◎	◎		◎		◎
22	発電電力量当たり発電部門人件費		-	○	○	○	○	

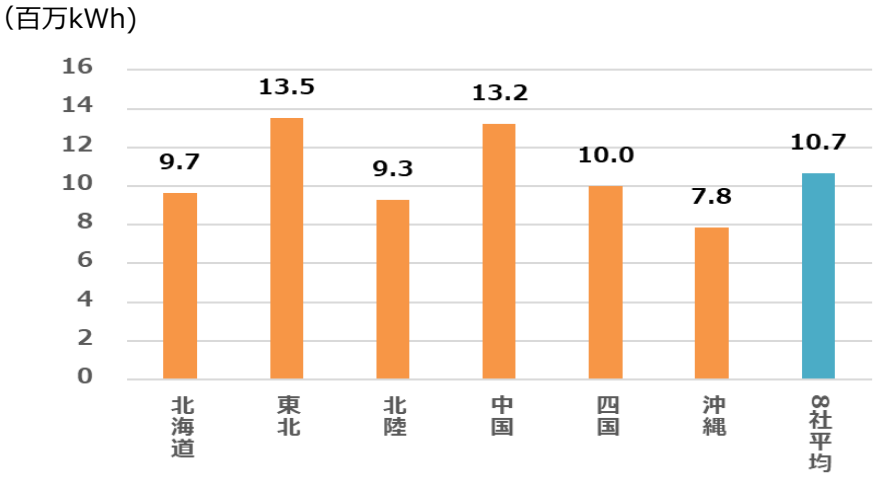
※上記の表について、「◎」印は各指標の10社平均の水準を上回っているもの、「○」印は８社平均等（10社平均以外）の水準を上回っているもの。

【参考３】生産性の比較①（総販売電力量・小売販売電力量・売上高・契約口数／総人員数）

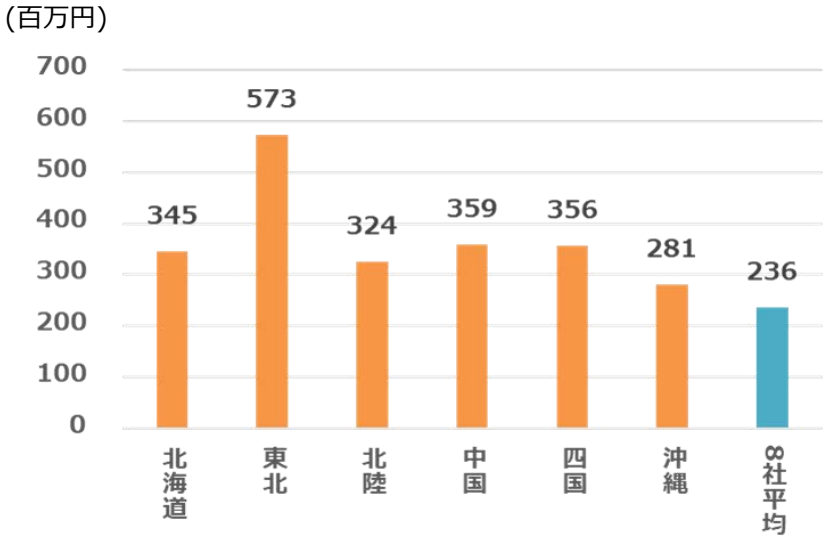
（１）１人当たり総販売電力量（卸含む）



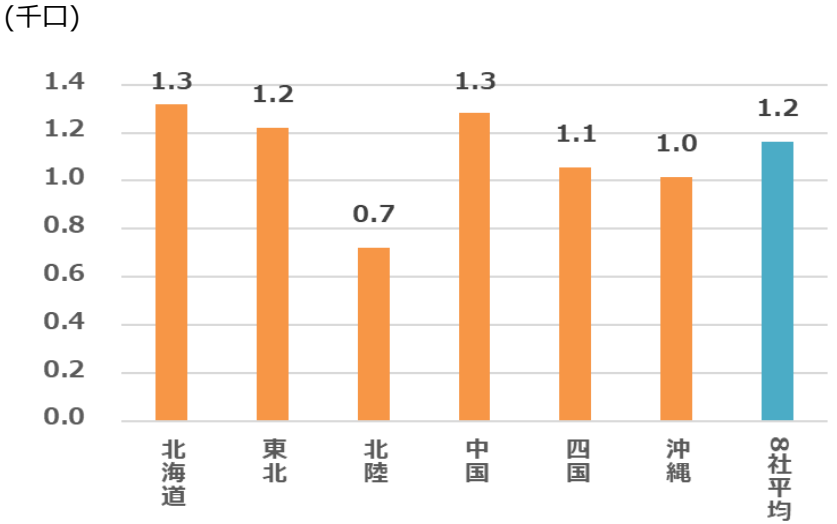
（２）１人当たり小売販売電力量（規制・自由部門）



（３）１人当たり売上高



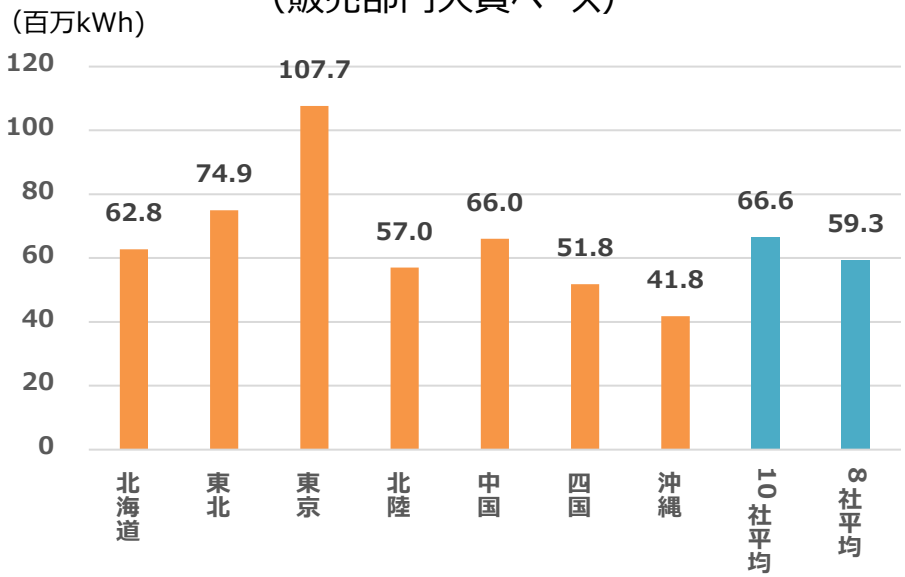
（４）１人当たり契約口数



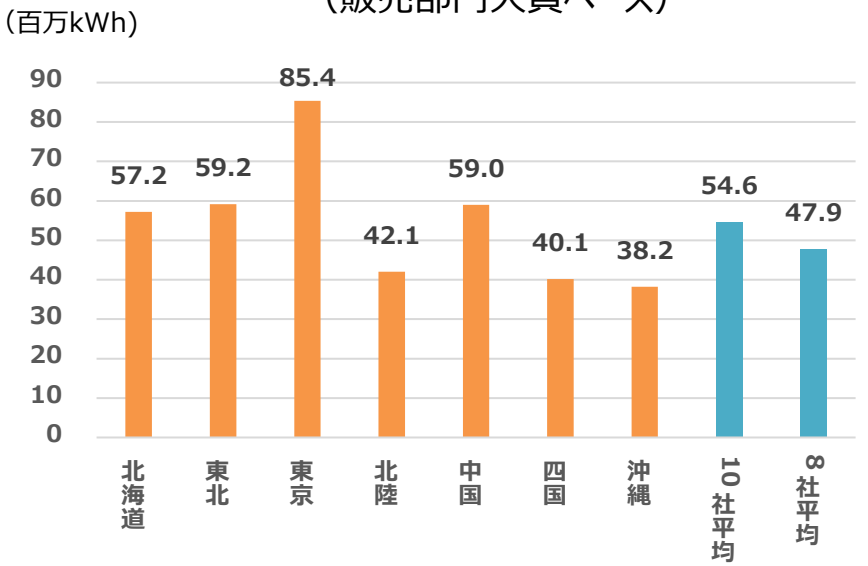
※東電EPは発電部門人員を有さないため、上記の比較には含めていない。
※東電EPを除く6事業者の値は、原価算定期間（2023～25年度）の3年平均。
※8社平均の値は、東電EPを除く6事業者に加えて、関西・九州に対して2021年度の実績値を事務局で聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。
※総人員数は、経費対象人員数に再雇用者等の人員数を加えたもの。

【参考３】生産性の比較②（総販売電力量・小売販売電力量・売上高・契約口数／販売部門人員数）

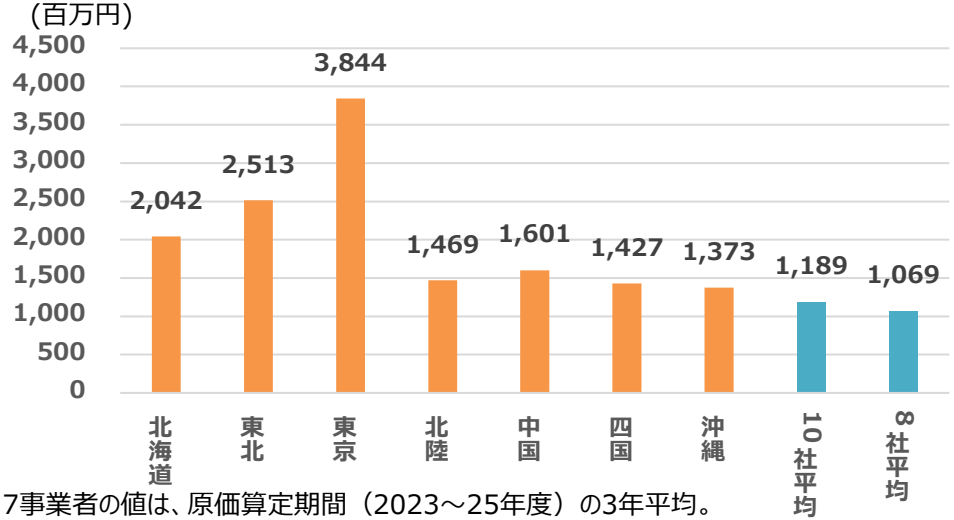
（１）１人当たり総販売電力量（卸含む）（販売部門人員ベース）



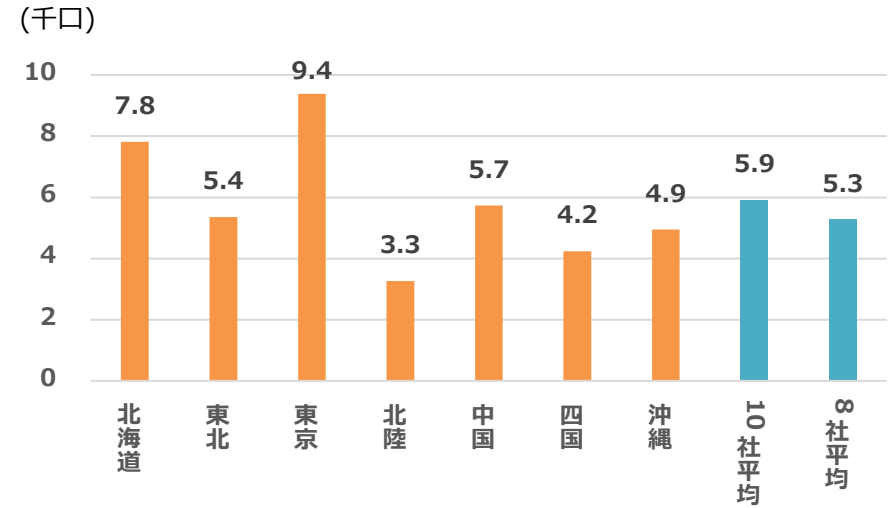
（２）１人当たり小売販売電力量（規制・自由部門）（販売部門人員ベース）



（３）１人当たり売上高（販売部門人員ベース）



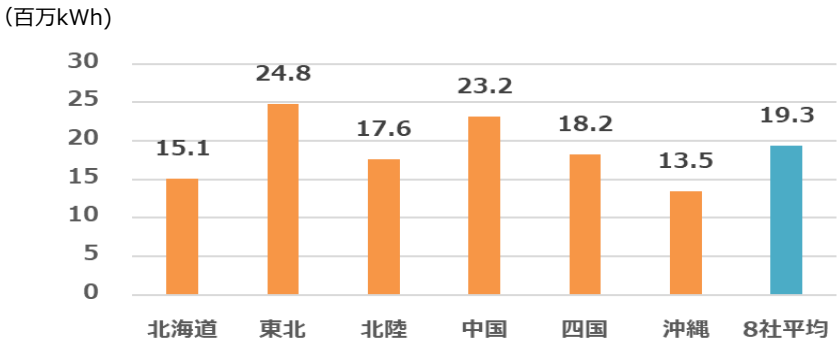
（４）１人当たり契約口数（販売部門人員ベース）



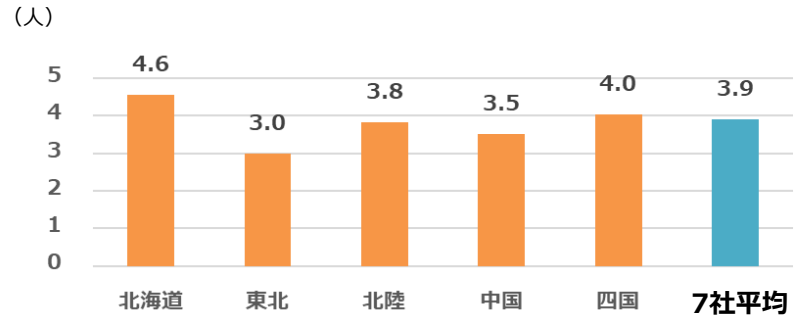
※7事業者の値は、原価算定期間（2023～25年度）の3年平均。
※10社平均の値は、7事業者に加えて、中部・関西・九州に対して2021年度の実績値を事務局で聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。
※8社平均の値は、東電EPを除く6事業者に加えて、関西・九州に対して2021年度の実績値を事務局で聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。
※販売部門人員数は、再雇用者・無期雇用者の人員数も含めたもの。

【参考３】生産性の比較③（発電電力量／発電部門全体の人員数、発電部門人員数／発電所数）

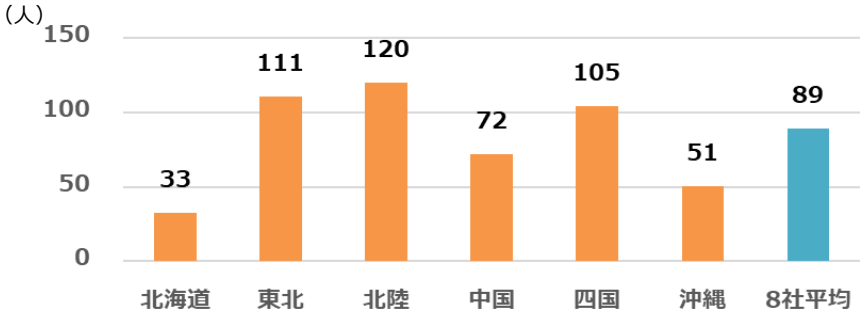
（１）発電部門人員数当たりの発電電力量



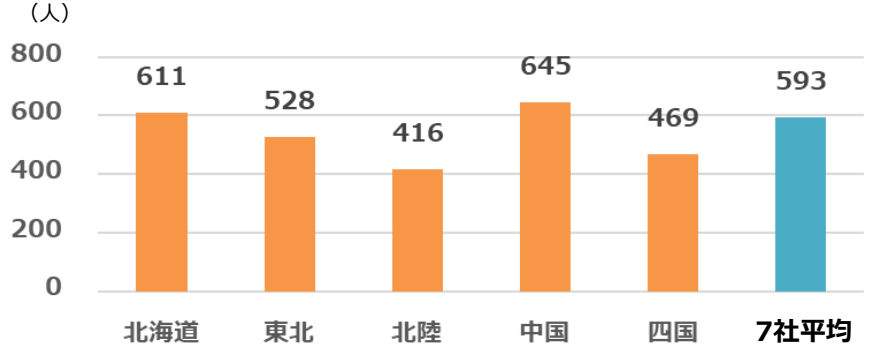
（２）水力発電所１か所当たり人員数



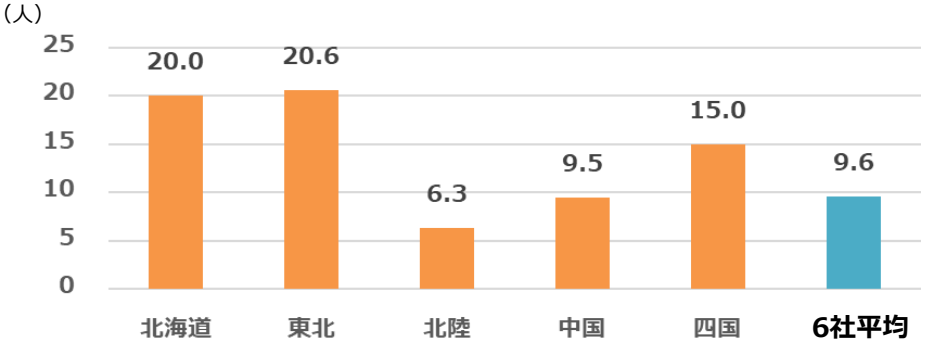
（３）火力発電所１か所当たり人員数



（４）原子力発電所１か所当たり人員数



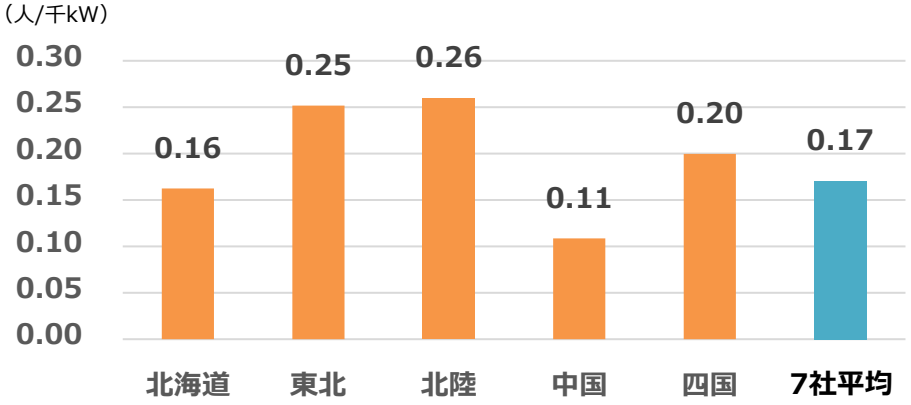
（５）新エネルギー発電所１か所当たり人員数



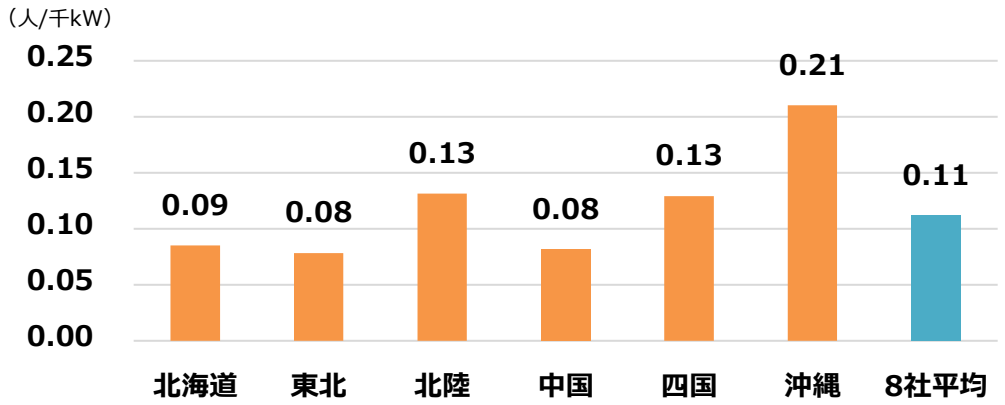
※東電EPは発電部門人員を有さないため、上記の比較には含めていない。
※東電EPを除く6事業者の値は、原価算定期間（2023～25年度）の3年平均。
※発電電力量の8社平均値は資源エネルギー庁の統計値より引用。
※発電部門人員数は、東電EP除く6事業者に加えて、関西・九州に対して実績値を事務局で聴取したもの。
※発電所数は資源エネルギー庁の統計値より引用（2022年8月時点の値）。
※6社平均値・7社平均値・8社平均値は、2021年度実績値（水力及び原子力は沖縄、新エネルギーは関西・沖縄を除く。）。

【参考３】生産性の比較④（発電部門人員数／発電所の認可出力）

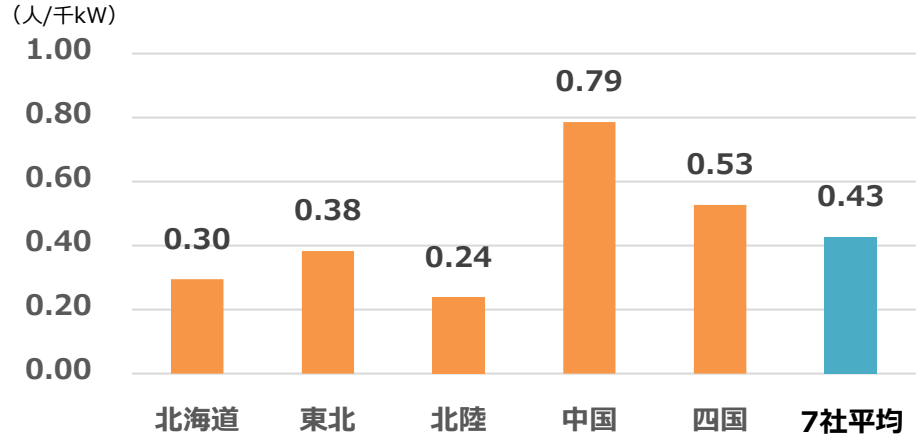
（１）水力発電所認可出力当たり人員数



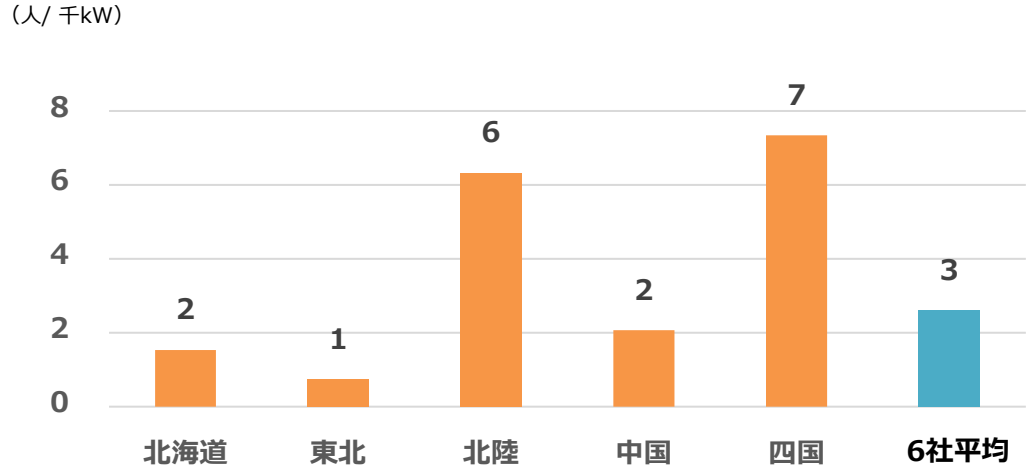
（２）火力発電所認可出力当たり人員数



（３）原子力発電所認可出力当たり人員数



（４）新エネルギー発電所認可出力当たり人員数

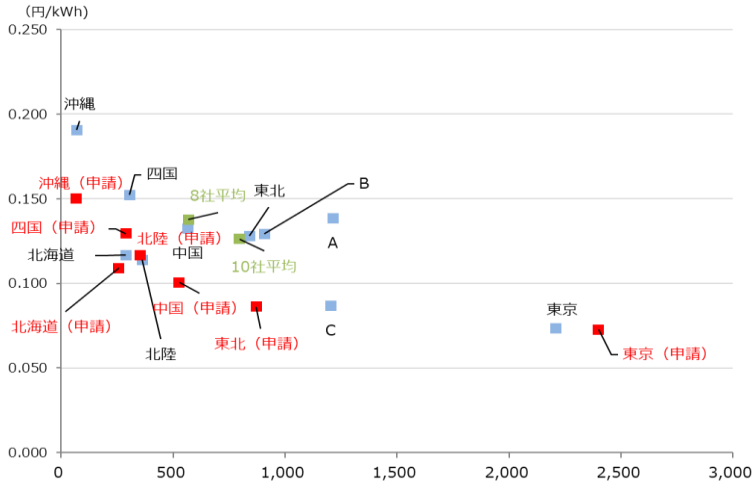


※東電EPは発電部門人員を有さないため、上記の比較には含めていない。
※東電EPを除く６事業者の値は、原価算定期間（2023～25年度）の3年平均。認可出力は資源エネルギー庁の統計値より引用（2022年8月時点）。
※上記の各事業者平均は2021年度実績値（水力及び原子力は沖縄、新エネは関西・沖縄を除く）。

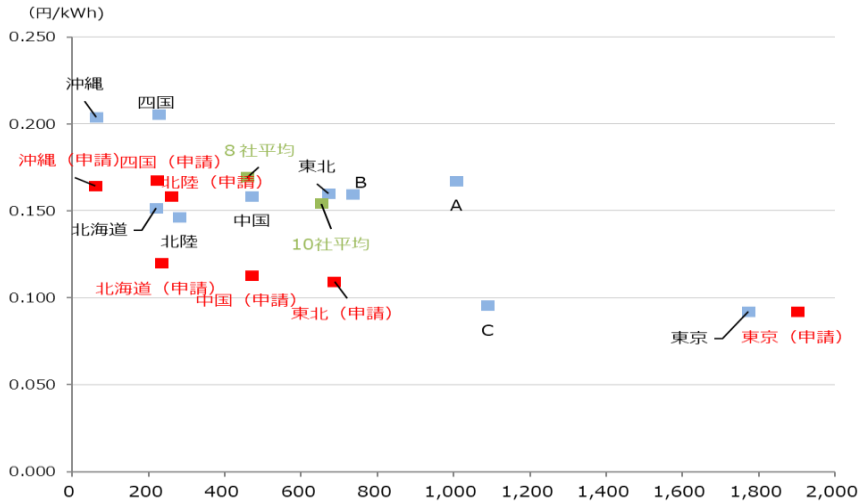
【参考３】生産性の比較⑤　分布図

■2021年度実績値　■申請3年平均値　■8社/10社平均値

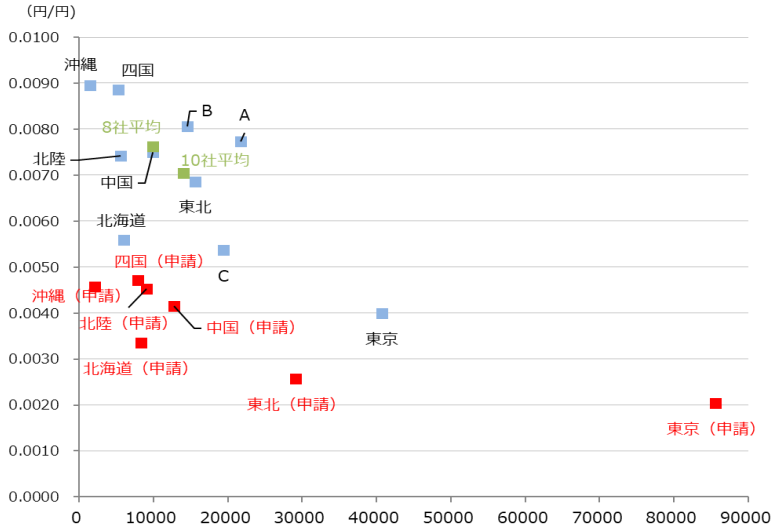
（１）販売部門人件費（給料手当）／総販売電力量



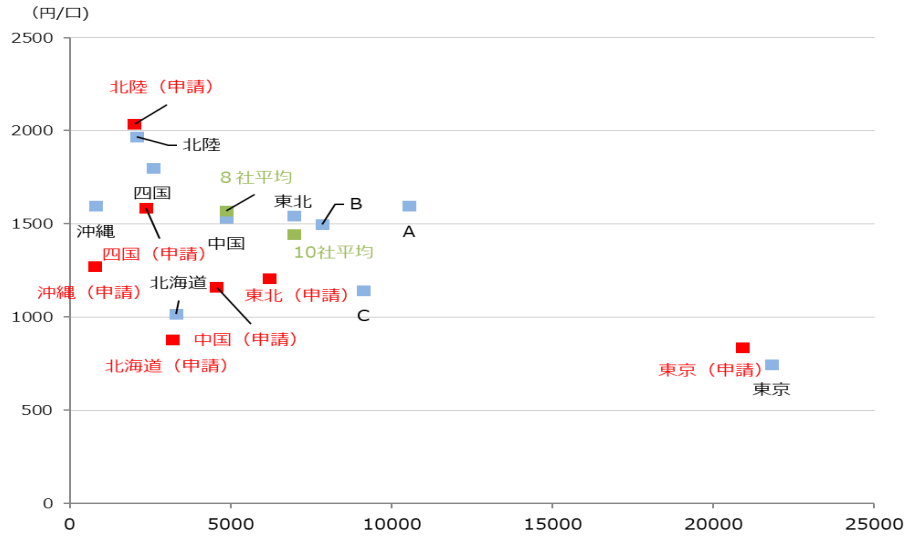
（２）販売部門人件費（給料手当）／小売販売電力量



（３）販売部門人件費（給料手当）／売上高



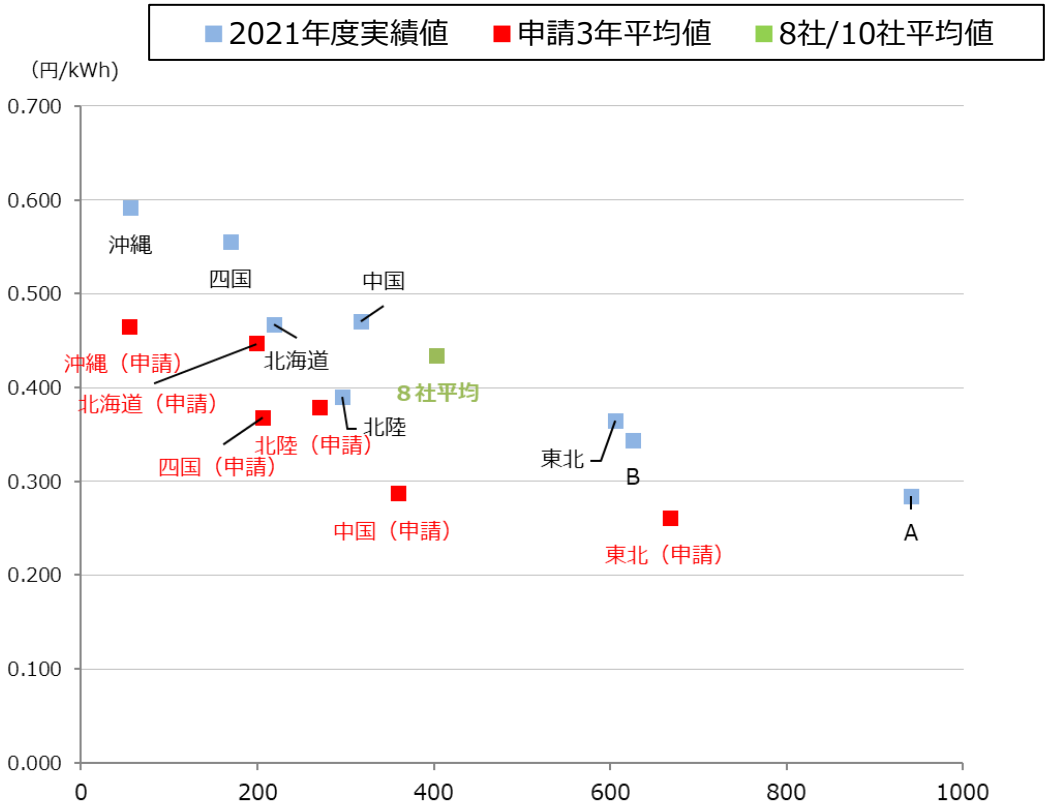
（４）販売部門人件費（給料手当）／契約口数



※2021年度実績は事務局より各事業者に実績を聴取したもの。
※人件費は、給料手当（東電EP･北陸･沖縄は給料手当＋雑給（再雇用者等分））に、販売部門人員比率を乗じた数字。

【参考３】生産性の比較⑥　分布図

（５）発電部門人件費（給料手当）／発電電力量



※東電EPは発電部門人員を有さないため、上記の比較には含めていない。
※2021年度実績は事務局より各事業者に実績を聴取したもの。発電電力量は資源エネルギー庁の統計値より引用。
※人件費は、給料手当（東電EP・北陸・沖縄は給料手当＋雑給（再雇用者等分））に、発電部門人員比率を乗じた数字。

【６－６．人員計画･人件費】

①人員計画･人件費の概要

②人員計画

③人件費

過去の料金改定に織り込んだ人件費に係る効率化の達成状況

- 北海道電力・東北電力・東京電力EP・四国電力によれば、過去の料金改定（※）で料金原価に織り込んだ人件費の効率化について、当時の原価算定期間における達成状況は、以下のとおり。

※北海道電力・東北電力・四国電力の料金改定は2013年、原価算定期間は2013～15年度。東京電力EPの料金改定は2012年、原価算定期間は2012～14年度。

	効率化の織り込み	達成状況に関する事業者の説明
北海道電力	• 申請時点で織り込んだ目標額と査定額をあわせて、総額▲161億円の効率化額を織り込み。	• 未達 ➢ 期待運用収益率の引上げ（0%→2.0%）が2013年度の会計年度に間に合わなかったことや、社員年収水準の引下げが2013年度途中からの実施であったことなどにより、**3年平均で▲149億円（12億円の未達）**となった。 ➢ なお、2014年度：▲165億円、2015年度：▲163億円の２カ年については、それぞれ単年度で目標を達成している。
東北電力	• 人員数の削減分（▲9億円）を含め、▲321億円を削減。	• 未達 ➢ 「給料手当等の削減」、「福利厚生制度の見直し」は、「賞与の引き下げ」、「健康保険料の事業主負担割合」に関する部分で未達。従業者のモチベーション、採用への影響等様々な要素を勘案した労使交渉の結果として、一部未達。 ➢ なお、「役員給与の削減」、「退職金制度の見直し」、「委託検針・集金単価等の削減」等は達成。（人員数の削減含め効率化実績▲263億円）
東京電力EP	• 人員削減（▲210億円）や給与・賞与の削減（▲642億円）等により、人件費として▲1,024億円の削減を織り込み。	• 達成 ➢ ▲1,024億円の削減目標に対し、**実績は▲1,428億円となり、▲403億円の深掘りを達成**。 ➢ 「人員削減」「給与・賞与の削減」「退職給与制度の見直し」については、計画を上回る削減を達成。その他「福利厚生制度の見直し」等については、計画どおりの削減を実施。
四国電力	• 採用抑制や年収水準の大幅引き下げ等による効率化目標（▲97億円）に、出向者人件費の大幅査定等（▲39億円）を上乗せした合計（▲136億円）を織り込み。	• 未達 ➢ 採用抑制、転籍の拡大等により人件費の削減（原価比▲212人）等に取り組んだが、効率化額は▲97億円となり、39億円の未達。主な要因は以下２つ。 ① 年収水準を2013年度から大幅に引き下げしたものの、若手離職者増加・採用応募者数の減少が顕著となったため、前回原価中に水準を一部復元。 ② 出向先人件費は、出向会社の業務運営に支障をきたさない範囲で段階的に出向者数を削減。 ➢ なお、足下の2021年度では、前回原価比▲162億円の効率化（▲136億円に対し、▲26億円深掘り）。

各事業者の申請概要（人件費）①

- 各事業者における人件費の各費目の申請額は以下のとおり。（次ページに続く）

単位：百万円（単位未満は四捨五入）

	北海道			東北			東電EP			
	申請	現行原価(2013-2015)	原価比	申請	現行原価(2013)	原価比	申請	現行原価(2012-14)	原価比	【参考】現行原価(2012-14)発電部門含む
役員給与	243	104	139	265	135	130	122	-	122	–
給料手当	16,553	15,694	859	32,876	33,120	▲ 244	20,953	18,250	2,703	90,596
給料手当振替額	▲ 87	▲ 99	12	▲ 157	▲ 212	55	▲ 227	▲ 121	▲ 106	▲ 609
退職給与金	1,807	1,729	78	5,057	6,459	▲ 1,402	1,393	2,450	▲ 1,057	12,172
厚生費	3,381	2,942	439	6,519	6,710	▲ 191	3,385	3,312	73	16,927
法定厚生費	2,653	2,313	340	5,023	5,167	▲ 144	2,845	2,579	266	13,181
一般厚生費	729	629	100	1,496	1,543	▲ 47	540	733	▲ 193	3,746
委託集金費	0	0	0	0	1,382	▲ 1,382	0	3,365	▲ 3,365	3,175
雑給	1,018	427	591	1,323	961	362	440	366	74	1,873
人件費（合計）	22,916	20,798	2,118（＋10%）	45,882	48,554	▲ 2,672（▲6%）	26,066	27,622	▲ 1,556（▲6%）	124,134

※「申請」は、原価算定期間（2023～25年度）の３年平均値。
※「現行原価」は、一定の配分比率によって法的分離前の送配電部門の原価を除いたもの。

各事業者の申請概要（人件費）②

単位：百万円（単位未満は四捨五入）

	北陸			中国			四国			沖縄		
	申請	現行原価(2008)	原価比	申請	現行原価(2008)	原価比	申請	現行原価(2013)	原価比	申請	現行原価(2008)	原価比
役員給与	174	201	▲ 27	175	312	▲ 137	228	133	96	105	216	▲ 111
給料手当	16,629	17,154	▲ 525	23,621	35,025	▲ 11,404	15,016	16,247	▲ 1,231	4,782	5,960	▲ 1,178
給料手当振替額	▲ 170	▲ 96	▲ 74	▲ 228	▲ 538	310	▲ 168	▲ 44	▲ 124	▲ 46	▲ 65	19
退職給与金	1,336	2,072	▲ 736	▲ 37	4,347	▲ 4,384	983	1,974	▲ 991	532	1,100	▲ 568
厚生費	3,330	2,665	665	4,792	6,234	▲ 1,442	3,020	3,394	▲ 374	831	810	21
法定厚生費	2,685	2,338	347	3,876	4,828	▲ 952	2,362	2,534	▲ 172	754	687	67
一般厚生費	646	327	319	916	1,406	▲ 490	658	861	▲ 202	77	123	▲ 46
委託集金費	0	0	0	0	0	0	10	283	▲ 273	205	104	101
雑給	2,833	691	2,142	800	308	492	461	489	▲ 28	205	555	▲ 350
人件費（合計）	24,134	22,687	1,447（+6%）	29,124	45,689	▲ 16,565（▲36%）	19,551	22,477	▲ 2,926（▲13%）	6,613	8,680	▲ 2,067（▲24%）

※「申請」は、原価算定期間（2023～25年度）の３年平均値。
※「現行原価」は、一定の配分比率によって法的分離前の送配電部門の原価を除いたもの。
※中国の「申請」における退職給与金のマイナス（▲）表示は、過年度の株式市場好転による年金資産運用収益を原価算定期間償却することを織り込んだもの。

役員数・役員給与①（申請概要）

- 各事業者における役員数・役員給与の申請額は以下のとおり。

		北海道					東北					東電EP			北陸				
		申請原価		現行原価			申請原価		現行原価			申請原価		現行原価	申請原価		現行原価		
		社内	社外	社内	社外	差	社内	社外	社内	社外	差	社内	社外（HD）		社内	社外	社内	社外	差
人数	社内取締役（常勤）	8	0	11	0	▲3	8	0	15	0	▲7	4	0	現行原価への改定時は役員報酬を原価不算入	5	0	11	0	▲6
	社外取締役（非常勤）	0	1	0	1	0	0	4	0	0	+4	0	2		0	4	0	0	+4
	社内監査役（常勤）	2	0	2	0	0	1	0	2	0	▲1	2	0		2	0	2	0	0
	社外監査役（非常勤）	0	4	0	3	+1	0	3	0	3	0	0	1		0	3	0	3	0
	合計	10	5	13	4	▲2	9	7	17	3	▲4	6	3		7	7	13	3	▲2
1人当たり平均（百万円）		20	8	18	8	-	20	12	18	8	–	20	-（原価不算入）		18	7	32	5	-

		中国					四国					沖縄				
		申請原価		現行原価			申請原価		現行原価			申請原価		現行原価		
		社内	社外	社内	社外	差	社内	社外	社内	社外	差	社内	社外	社内	社外	差
人数	社内取締役（常勤）	6	0	12	0	▲6	8	0	12	0	▲4	4	0	13	0	▲9
	社外取締役（非常勤）	0	1	0	1	0	0	0	0	1	▲1	0	2	0	1	+1
	社内監査役（常勤）	1	0	3	0	▲2	1	0	2	0	▲1	1	0	2	0	▲1
	社外監査役（非常勤）	0	3	0	4	▲1	0	5	0	3	+2	0	1	0	3	▲2
	合計	7	4	15	5	▲9	9	5	14	4	▲4	5	3	15	4	▲11
1人当たり平均（百万円）		20	8	43	14	–	20	9	18	8	–	20	5	21	5	–

【参考】国家公務員指定職の年収概算（経済産業省試算）

（単位：万円）

	年収概算
指定職俸給表8号俸（事務次官等）	2,317
指定職俸給表6号俸（外局の長官等）	2,041
指定職俸給表4号俸（内部部局の長等）	1,765
単純平均	2,041

※監査等委員会設置会社である北海道・東北・中国・四国は、現在、監査等委員である取締役が監査役と同様の職務を担っているため、監査等委員については、社内・社外・常勤・非常勤の区分に基づき、監査役の欄に整理。
※各社の「現行原価」の役員数は法的分離前の送配電分も含む。沖縄は、現在も一体会社であるものの、申請値は送配電分を除いた値。
※国家公務員指定職の年収は内閣総理大臣決定による。
※国家公務員指定職の年収概算は経済産業省によるものであり、調整額（令和3年12月のボーナス引き下げ額）及び令和4年人事院勧告は考慮していない。

役員数・役員給与②（審査における論点・審査の結果）

【審査における論点】

- 役員数は最大限の効率化努力を前提に、**業務執行上、必要不可欠なものとなっているか**。
- 役員給与について、**料金審査要領などに照らして、適正な水準となっているか**。

【審査の結果】

- 社内役員（取締役・監査役）について、**それぞれの社内取締役に担当部門が割り振られていることを確認**した。また、**社内監査役の人数も、必要不可欠な範囲**と考えられる。
- 社内役員の給与水準について、7事業者とも、料金審査要領に基づき、**国家公務員の指定職（平均）の給与水準となっており、適当である**。
- 社外役員（取締役・監査役）を増員している事業者に関し、**コーポレートガバナンスの強化との関係も踏まえ、役員の担務を個別に確認**した。その結果、コーポレートガバナンス・コード（東証プライム市場の上場企業に求められている企業統治）への対応として、取締役会の3分の1以上を社外取締役としているが、社外取締役数の割合が過半数を超えている事業者はいなかった。また、ほとんどの社外役員は、**取締役会における審議のみならず、指名・報酬委員会の委員なども担務しており、不適切な増員とは言えない**と考えられる。
- 社外役員の給与水準について、**東北・四国の1人当たり給与水準**が、**過去の託送料金や規制料金の査定水準（1人当たり800万円）よりも高い水準**となっているところ、**最大限の効率化努力を求める**こととし、**過去の査定水準を超える部分は、原価算入を認めない**。

従業員１人当たりの年間給与水準①（申請概要：算定方法）

- 各事業者における従業員１人当たりの年間給与水準の申請概要は以下のとおり。

（単位：万円）

	申請原価	賃金構造基本統計調査	3公益業種平均（各事業者補正値）				地域補正係数	賃上げ反映
			ガス	水道	鉄道	平均		
北海道	619	578.5	720	584	642	649	1.008	-
東北	626	578.5	756	623	678	686	0.992	-
東電EP	744※1	-	-	-	-	-	-	3%：2023年度 1%：2024、2025年度
	(738) ※2：メルクマール値	578.5	783	644	716	714	1.142	-
北陸	641	598.5	745	575	671	664	0.974	1.5%／年度
中国	612	578.5	772	625	686	694	0.962	-
四国	640	598.5	782	607	699	696	0.989	-
沖縄	672	578.5	809	630	720	720	0.985	3%／年度

※1：東電EPは2021年度の1人当たり給与支給実績（現行水準）に超過労働給与として整理すべき当直手当・特別労働手当・特定勤務手当が含まれており、これらの手当を除いた場合の1人当たり給与水準は739万円となる。

【算定方法の整理】

賃金構造基本統計調査

①全産業・正社員・1,000人以上の統計値

②3公益業種の平均値
- ガス・水道・鉄道の1,000人以上の統計値
- 各年収単価区分（学歴別の年齢・勤続年数の年収単価）に該当する各事業者の従業員数を当てはめて1人当たり平均値を算出し、3業種を単純平均

①・②の単純平均 × ③地域補正 × ④賃上げ反映 ＝ １人当たり給与水準

従業員１人当たりの年間給与水準②（申請概要：統計の参照年等の差異）

- 料金審査要領などに基づいて算定する従業員１人当たりの年間給与水準について、各事業者によって、以下のとおり、統計値の参照年などの違いがある。（次ページに続く）

＜①各事業者における賃金構造基本統計調査（賃構調査）の参照年の違い＞

➢ **北海道・東北・東電EP・中国・沖縄は令和3年調査**、**北陸・四国は令和元年調査を参照**。北陸・四国によれば、賃構調査を行った厚生労働省の指摘（※）を踏まえ、新型コロナ禍の影響を受けていない令和元年調査を参照。（※令和２年及び令和３年調査の公表時に、新型コロナ禍の影響で令和元年以前と比べて要件を満たす労働者の割合が減少し、公表値もその影響を受けている可能性があるため、結果の活用にあたって留意が必要である旨を指摘。）

（単位：万円）

	ガス	水道	鉄道	平均	年度
賃構調査（全産業・正社員）				579	令和3年
				581	令和2年
				599	令和元年
3公益業種平均	674	581	576	610	令和3年
	651	578	589	606	令和2年
	631	553	594	593	令和元年

北海道・東北・東京・中国・沖縄の参照値

北陸・四国の参照値

＜②3公益業種の平均値の算定に用いる従業員数の集計時点の違い＞

➢ 各事業者における集計時点は、以下のとおり。

✓ 北海道・東北・東電EP：2021年度末の実績値、北陸：2020年6月の実績値、中国・四国：2022年4月1日時点の実績値。

✓ 沖縄：2023～25年の労務構成（想定値）を基に算定。

従業員１人当たりの年間給与水準③（申請概要：地域補正係数・賃上げの取扱い）

＜③地域補正係数の算定方法の違い＞

- 料金審査要領においては、消費者物価指数、人事院の「国家公務員給与等実態調査及び職種別民間給与実態調査の結果に基づく地域別の民間給与との較差」、厚生労働省の「賃金構造基本統計調査」等を参考に判断する旨の記載があるところ、各事業者は、以下の地域補正係数を適用。

	地域補正係数	地域補正係数の算定方法
北海道	1.008	令和3年消費者物価地域差指数の北海道値
東北	0.992	令和3年消費者物価地域差指数から、各拠点（東北地域及び東京）の同指数を従業員数で加重平均
東電EP	1.142	同社の都道府県別従業員数を、賃構調査2021（10人以上）の都道府県別平均年収の単価に当てはめて加重平均
北陸	0.974	人事院「地域別の民間給与との較差（2012年）」を採用し、「中部地域÷全国」で算定
中国	0.962	人事院「地域別の民間給与との較差（2012年）」に「令和3年消費者物価地域差指数」の伸び率を反映し算定
四国	0.989	令和3年消費者物価地域差指数の四国地方値
沖縄	0.985	令和3年消費者物価地域差指数の沖縄地方値

＜④賃上げの反映の有無＞

- 全産業向けの政府の賃上げ要請を踏まえ、東電EPは「2024年は3%、2025・2026年は1%」、北陸は「1.5%／年」、沖縄は「３%／年」の賃上げを料金原価に織り込み。

※岸田内閣総理大臣のコメント概要（2022.7.22　経団連 夏季フォーラム講演）

- ✓ 成長と分配の好循環を実現するための鍵は、持続的な賃上げである。
- ✓ ３%以上の賃上げを実現してもらいたい。
- ✓ 経済界の皆様方には、賃上げは次の成長への投資である、あるいは企業の社会的責任である。こうしたことを改めて御認識いただければと思う。
- ✓ 賃上げ税制、開示ルールの整備など、賃上げしやすい雰囲気を醸成するため、政府としても総合的な取組を進める。
- ✓ 今後も今年以上の持続的な賃上げが求められる。

【参考】消費者庁における主なチェックポイント

消費者庁資料を
一部加工

公共料金等の新規設定や変更の協議に当たっての
消費者庁における主なチェックポイント

令和４年８月１９日
消　費　者　庁

①決定過程の透明性の確保

□ 所管省庁の審議会等における審議過程が公表されているか

②消費者参画の機会の確保

□ パブリック・コメント等の実施により、利用者等の意見を聴取しているか
□ 所管省庁の審議会等において、消費者団体等を参画させているか
□ 認可等の後、改定内容に関して消費者に分かりやすく丁寧な説明に努めることとしているか

③料金の適正性の確保

□ 法令等に基づいた適切な料金が算出されているか
・能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものを超えていないか
・不当な便乗値上げとなっていないか
・料金の算定に賃上げが適正に見込まれているか
□ 料金の算定基準等が公表されているか

従業員１人当たりの年間給与水準④（審査の結果①）

- 参照する統計値などの各論点について、以下のとおり整理する。
- なお、地方議員を兼務している従業員について、議員活動分に対する給与については、7事業者ともに原価算入していないことを事務局で確認した。

✓ **整理１**：下記①と②の**統計値の参照年**について、事業者の恣意性を排除する観点から、現時点における**最新の2022年賃構調査（2023年3月17日に厚生労働省より公表）を参照する**。

✓ **整理２**：下記②の**3公益業種の平均値**の算定に用いる**従業員数の集計時点**について、事業者の恣意性を排除する観点から、**最新の2022年度末の実績値を用いる**。

✓ **整理３**：下記③の**地域補正係数**の算定について、料金審査要領では、消費者物価地域差指数・賃構調査・人事院調査（※）などを参考にすることとなっているが、人事院調査は10年前のもので古く、直近の状況が反映されているとは言えないため、**消費者物価指数又は賃構調査を参照する**こととする。また、賃構調査を用いる場合は、「1,000人以上」の統計値を参照する。

※国家公務員給与等実態調査及び職種別民間給与実態調査の結果に基づく地域別の民間給与との較差

✓ **整理４**：**賃上げの反映**について、**「エスカレーションについては、原則として認めない」という料金審査要領に従って認めない**。（詳細は次ページ参照）

【算定方法の整理：審査の結果】

賃金構造基本統計調査

①全産業・正社員・1,000人以上の統計値

②3公益業種の平均値
- ガス・水道・鉄道の1,000人以上の統計値
- 各年収単価区分（学歴別の年齢・勤続年数の年収単価）に該当する各事業者の従業員数を当てはめて1人当たり平均値を算出し、3業種を単純平均

①・②の単純平均 × ③地域補正 ＝ １人当たり年間給与水準

従業員１人当たりの年間給与水準⑤（審査の結果②：賃上げの取扱い）

- 今回の料金改定申請で、**一部の事業者は賃上げ（最大3%／年）を織り込んでいる**ところ、**料金審査要領においては、賃上げは原則として認められない**。また、パブリックコメント（国民の声）では人件費の削減を求める声もあり、**慎重な審査が必要**である。
- 一方で、**消費者庁における主なチェックポイント**では、「**料金の算定に賃上げが適正に見込まれているか**」が挙げられている。
- こうした中、料金審査要領の原則を尊重しつつ、以下のとおり査定する。

①料金審査要領の原則に基づき、厳格に査定を行うこととして、**人件費のうち賃上げ分の原価算入を認めない**。

②一方、2023年３月に、厚生労働省から**最新の賃構調査**（2022年）**の統計値**が公表されたことから、当該**最新の統計値に基づく再算定**を行い、原価上の人件費が、**申請額を上回らない範囲で変わることは許容**する（これは過去の審査とも整合的である。）。

【試算値：2022年賃金構造基本統計調査値に基づく従業員１人当たりの給与水準（2022年度末人員）】

（単位：万円）

	試算値	全産業・正社員・1,000人以上	3公益業種平均（各事業者補正値）				地域補正※1
			ガス	水道	鉄道	平均	
北海道	628	595.3	775	573	601	650	1.008
東北	632※2	595.3	815	605	638	686	0.992
東電EP	745	595.3	852	620	677	716	1.135
北陸	624	595.3	796	591	615	667	0.989
中国	635	595.3	826	607	640	691	0.988
四国	637	595.3	826	611	642	693	0.989
沖縄	644	595.3	860	616	660	712	0.985

※1：地域補正ついて、東電EPは賃構調査（2022年）を、その他事業者は消費者物価指数（2021年）を用いた数字（詳細は、第41回料金制度専門会合　資料7を参照）。

※2：東北について、機械的に試算すると636万円／人になるものの、人件費の申請額を上回らない範囲で許容することから、632万円／人となる。

従業員１人当たりの超過労働給与

【申請概要】

- 各事業者の従業員1人当たりの超過労働給与は、以下のグラフのとおり。

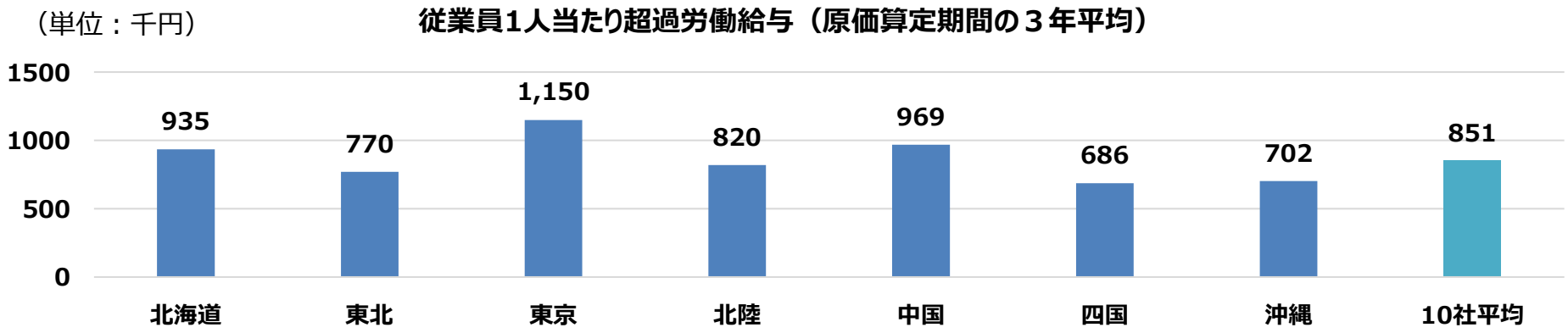
【審査における論点】

- 超過労働給与は、事業の性質や景気によって左右され、全産業との比較は適当ではないため、**他のみなし小売電気事業者と比較して査定**することとしてはどうか。また、超過労働給与に含める手当は、**どの範囲を対象**とするか。

【審査の結果】

- **みなし小売電気事業者10社平均（2021年度）の水準**と各事業者の申請額を比べた結果、**北海道・東電EP・中国が10社平均の水準を上回っており**、**この超過分は原価算入を認めない**。
- 超過労働給与に含める手当は、年間給与水準に含まれない、**「時間外手当」、「深夜手当」、「当直手当」、「特別労働手当」、「特定勤務手当」とする**。

（単位：千円）



※10社平均の値は2021年実績の平均値。

出向者給与負担①（申請概要）

- 各事業者が料金原価に算入した出向先及び人数は以下のとおり。（次ページに続く）

【北海道電力】24団体・事業者224名

出向先	人数
北電興業(株)	2
北海道パワーエンジニアリング(株)	41
北電総合設計(株)	2
ほくでん情報テクノロジー(株)	1
ほくでんサービス(株)	78
ほくでんエコエナジー(株)	5
北海道電力ネットワーク(株)	59
石炭資源開発(株)	1
日本原燃(株)	5
環境省	1
原子力発電環境整備機構	4
使用済燃料再処理機構	2
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	1
森バイナリーパワー合同会社	3
北海道バイオマスエネルギー(株)	1
(株)ほくでんアソシエ	6
石狩ＬＮＧ桟橋(株)	1
関西電力(株)	1
四国電力(株)	2
日本原子力発電(株)	3
一般社団法人電力中央研究所	1
一般社団法人海外電力調査会	1
原子力エンジニアリング(株)	2
(株)グリーンパワーインベストメント	1

【東北電力】26団体・事業者174名

出向先	人数
株式会社ＢＷＲ運転訓練センター	1
株式会社ユアテック	6
株式会社東日本テクノサーベイ	2
株式会社東北開発コンサルタント	4
荒川水力電気株式会社	2
石炭資源開発株式会社	2
通研電気工業株式会社	3
株式会社トインクス	15
東北ポートサービス株式会社	1
東北ポール株式会社	2
東北計器工業株式会社	3
東北自然エネルギー株式会社	26
東北電機製造株式会社	2
東北電力エナジートレーディング株式会社	20
東北発電工業株式会社	22
東北緑化環境保全株式会社	1
日本原燃株式会社	15
東北電力ソーラーｅチャージ株式会社	11
東北電力リニューアブルエナジー・サービス株式会社	13
鳥海南バイオマスパワー株式会社	5
一般財団法人省エネルギーセンター	2
一般社団法人海外電力調査会	3
原子力エネルギー協議会	1
原子力発電環境整備機構	7
使用済燃料再処理機構	3
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	2

※東京電力EPは、出向者給与を料金原価に算入していない。

出向者給与負担②（申請概要）

【中国電力】26団体・事業者210名

出向先	人数
株式会社エネルギアＬ＆Ｂパートナーズ	1
中電プラント株式会社	9
中電環境テクノス株式会社	15
株式会社エネルギア・コミュニケーションズ	2
株式会社エネルギア・ビジネスサービス	74
水島エルエヌジー株式会社	6
株式会社パワー・エンジニアリング・アンド・トレーニングサービス	20
株式会社アドプレックス	2
中国高圧コンクリート工業株式会社	1
瀬戸内共同火力株式会社	3
大崎クールジェン株式会社	37
株式会社エネルギア・スマイル	6
イームル工業株式会社	2
一般財団法人エネルギー総合工学研究所	1
日本原燃株式会社	10
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	1
日本エネルギー法研究所	1
一般社団法人日本電気協会	2
一般社団法人海外電力調査会	1
株式会社ＢＷＲ運転訓練センター	1
一般財団法人日本エネルギー経済研究所	1
石炭資源開発株式会社	1
原子力発電環境整備機構	4
一般社団法人原子力安全推進協会	4
世界原子力発電事業者協会東京センター	3
使用済燃料再処理機構	2

【北陸電力】7団体・事業者15名

出向先	人数
使用済燃料再処理機構	2
石炭資源開発株式会社	1
北電テクノサービス株式会社	3
福井都市ガス株式会社	5
北陸電力ウィズスマイル株式会社	2
一般財団法人省エネルギーセンター	1
氷見ふるさとエネルギー株式会社	1

【四国電力】6団体・事業者43名

出向先	人数
四電エンジニアリング株式会社	17
四国計測工業株式会社	12
原子力発電環境整備機構	3
日本原燃株式会社	8
石炭資源開発株式会社	2
一般社団法人海外電力調査会	1

【沖縄電力】7団体・事業者12名

出向先	人数
沖電グローバルシステムズ株式会社	2
FRT株式会社	4
一般社団法人日本電気協会	1
沖縄電力健康保険組合	2
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	1
三菱パワー株式会社	1
一般財団法人電力中央研究所	1

出向者給与負担③（審査における論点・審査の結果）

【審査における論点】

- 各事業者が料金原価に算入した関係団体・企業への出向者の給与負担に関し、出向者の業務が、**電気事業の遂行に必要かつ有効であると認められるものであるかどうか**。
- また、他の電力会社や小売電気事業者などとの間で、**自由競争の環境にある発電・小売分野の企業への出向となっていないか**。

【審査の結果】

- 以下の関係団体・企業への出向者の給与負担は**原価算入を認めない**。（次ページに続く）

申請事業者	企業名	事業概要	出向者の業務	査定理由	過去の査定	グループ
北海道	環境省	地球環境保全、公害防止、自然環境の保護・整備その他の環境の保全等の環境問題を担当する行政機関	脱炭素に向けた取り組みを加速化するための「地域脱炭素移行・再エネ推進交付金」を活用した各事業に係る支援基準設定、寒冷地の脱炭素化に向けた取り組み検討業務	電気事業の遂行と密接に関連しているとは言い難いため		
北海道	関西電力株式会社	電気事業、熱供給事業、電気通信事業、ガス供給事業　等	原子力発電所における当直業務　等	みなし小売電気事業者のため		
北海道	四国電力株式会社	電気事業、情報通信事業、エネルギー事業、建設・エンジニアリング事業、電気機器等の製造、電気事業に関連する研究開発などの事業	原子力発電所における当直業務　等	みなし小売電気事業者のため		
北海道	北海道パワーエンジニアリング株式会社	火力発電による卸供給、火力・原子力発電設備の保守 等	北海道電力の火力発電設備の定期検査工事に関する業務等	発電事業届出事業者として届出をしている事業者のため、発電事業に従事する者は査定	○	○
北海道	ほくでんエコエナジー株式会社	水力発電による卸供給、水力発電設備の保守、新エネ関連事業 等	水力発電設備の保守・管理	発電事業届出事業者として届出をしている事業者のため	○	○
北海道	森バイナリーパワー合同会社	北海道茅部郡森町における地熱バイナリー発電事業	電気主任技術者としての電気工作物の工事、維持および運用に関する保安の監督等、ボイラー・タービン主任技術者としての電気工作物の工事、維持および運用に関する保安の監督等、発電設備の維持および運用、および自治体等との対応業務等	発電事業を行う事業者のため		
北海道	北海道バイオマスエネルギー株式会社	未利用間伐材を活用した小型分散型の木質バイオマス発電事業	設備の運用 管理、保全・改良に関する計画の立案、実施、評価　等	発電事業を行う事業者のため		
北海道	石狩ＬＮＧ桟橋株式会社	石狩ＬＮＧ基地のうちＬＮＧ運搬船からＬＮＧ燃料を受け入れる設備を当社と北海道ガスへ賃貸する事業	関係書類の決裁手続き、取締役会対応、関係箇所への提出資料の確認　等	ガス事業に寄与する業務も行っているため		○
北海道	株式会社グリーンパワーインベストメント	再生可能エネルギーによる発電を含む発電事業全般	石狩湾洋上風力発電事業に係る開発および建設業務	発電事業を行う事業者のため		
北海道	原子力エンジニアリング株式会社	原子力発電所の建設、運転、保守、プラント廃止に関わるエンジニアリング	原子力発電所の再稼働に起動準備および運転再開後の運用等の支援業務	他のみなし小売電気事業者（関西電力）の子会社のため		

※「過去の査定」欄の「○」は、過去の料金改定審査で原価算入を認めたもの。「グループ」欄の「○」は、グループ企業に該当するもの。

出向者給与負担④（審査の結果）

申請事業者	企業名	事業概要	出向者の業務	査定理由	過去の査定	グループ
東北	東北自然エネルギー株式会社	・水力発電所の開発・運転・保守 ・地熱蒸気供給，地熱・水力発電事業 ・太陽光発電事業	・発電設備の工事計画策定・地点開発に係る自治体協議・発電設備保守業務，巡視点検，修繕工事・河川法許認可対応・地熱発電所蒸気基地の運営 ・発電所運転・業務品質管理　等	発電事業届出事業者として届出をしている事業者のため	○	○
東北	東北電力エナジートレーディング株式会社	・電力・燃料を中心としたエネルギー取引	・デリバティブを活用した燃料価格変動リスクへの対応 ・燃料トレーディングによる需給変動への対応	登録小売電気事業者として登録された事業者のため		○
東北	鳥海南バイオマスパワー株式会社	・バイオマス発電による電気供給事業	・外航船の受入・荷役、発電所までのトラック輸送、在庫管理等の管理業務	発電事業届出事業者として届出をしている事業者のため		○
東北	原子力エネルギー協議会	・原子力事業者に対する効果的な安全対策導入への提言	・同組織が行う，原子力産業界全体における共通の課題に取り組み，効果的な安全対策の導入を促す活動等を支援	電気事業の遂行に必要不可欠とは言い難いため。		
北陸	福井都市ガス株式会社	・都市ガス事業 ・小売電気事業の販売代理等	・保安関係業務・経営企画、料金企画、電気・ガスのセット販売	登録ガス小売事業者として登録された事業者のため		○
中国	株式会社エネルギア・ビジネスサービス	・中国電力分およびNW分の経理・労務等の間接業務	・中国電力分およびNW分の経理・労務等の間接業務の実施	NW業務従事者については発電・小売事業の遂行と密接に関連しているとは言い難いため。		○
中国	水島エルエヌジー株式会社	・液化天然ガス受入基地運営事業、ガス導管事業	・LNG船受入、荷役、貯残管理およびLNG基地設備運用管理	特定ガス導管事業者として、届出された事業者のため		○
中国	瀬戸内共同火力株式会社	・火力発電事業	・火力発電事業の実施	発電事業を行う事業者のため		○
中国	日本エネルギー法研究所	・エネルギーに関する法的諸問題の調査研究等	・エネルギー関連法の研究業務、大学教授等の専門家により構成される研究班の幹事業務	電気事業の遂行と密接に関連しているとは言い難いため。		
中国	一般財団法人日本エネルギー経済研究所	・国際エネルギー動向・情報についての収集、整理、分析　わが国のエネルギー市場、産業の動向分析等	・国際エネルギー動向についての情報収集・分析、エネルギー市場、産業の動向分析等	電気事業の遂行と密接に関連しているとは言い難いため。		
沖縄	FRT株式会社	・データセンター(DC)事業 ・コンタクトセンター事業	・電気料金の調定、集金、未収管理業務等 ・ビル設備の計画保守管理（データセンター関連）	DC関連従事者については、電気事業の遂行と密接に関連しているとは言い難いため。		○

※「過去の査定」欄の「○」は、過去の料金改定審査で原価算入を認めたもの。「グループ」欄の「○」は、グループ企業に該当するもの。

出向者給与負担⑤（審査の結果：査定後の一覧）

- 各事業者の出向者給与負担の審査結果をまとめると、以下のとおり。（次ページに続く）

【北海道電力】
査定後：15団体・事業者204名、 申請：24団体・事業者224名

出向先	人数	グループ会社	査定
北電興業(株)	2	○	
北海道パワーエンジニアリング(株)	41	○	× （うち発電事業に従事する3名分）
北電総合設計(株)	2	○	
ほくでん情報テクノロジー(株)	1	○	
ほくでんサービス(株)	78	○	
ほくでんエコエナジー(株)	5	○	×
北海道電力ネットワーク(株)	59	○	※1
石炭資源開発(株)	1		
日本原燃(株)	5		
環境省	1		×
原子力発電環境整備機構	4		
使用済燃料再処理機構	2		
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	1		
森バイナリーパワー合同会社	3		×
北海道バイオマスエネルギー(株)	1		×
(株)ほくでんアソシエ	6	○	
石狩ＬＮＧ桟橋(株)	1	○	×
関西電力(株)	1		×
四国電力(株)	2		×
日本原子力発電(株)	3		
一般社団法人電力中央研究所	1		
一般社団法人海外電力調査会	1		※2
原子力エンジニアリング(株)	2		×
(株)グリーンパワーインベストメント	1		×

※1：北海道電力ネットワークはネットワーク業務に携わる人員は原価不算入であることを確認済。
※2：海外電力調査会は団体費との二重計上になっていないことを確認済。
※3：「査定」欄で「×」になっている出向先については、原価算入を認めない。

【東北電力】
査定後：22団体・事業者122名、 申請：26団体・事業者174名

出向先	人数	グループ会社	査定
株式会社ＢＷＲ運転訓練センター	1		
株式会社ユアテック	6	○	
株式会社東日本テクノサーベイ	2	○	
株式会社東北開発コンサルタント	4	○	
荒川水力電気株式会社	2	○	
石炭資源開発株式会社	2		
通研電気工業株式会社	3	○	
株式会社トインクス	15	○	
東北ポートサービス株式会社	1	○	
東北ポール株式会社	2		
東北計器工業株式会社	3	○	
東北自然エネルギー株式会社	26	○	×
東北電機製造株式会社	2	○	
東北電力エナジートレーディング株式会社	20	○	×
東北発電工業株式会社	22	○	
東北緑化環境保全株式会社	1	○	
日本原燃株式会社	15		
東北電力ソーラーｅチャージ株式会社	11	○	
東北電力リニューアブルエナジー・サービス株式会社	13	○	
鳥海南バイオマスパワー株式会社	5	○	×
一般財団法人省エネルギーセンター	2		
一般社団法人海外電力調査会	3		※2
原子力エネルギー協議会	1		×
原子力発電環境整備機構	7		
使用済燃料再処理機構	3		
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	2		

出向者給与負担⑥（審査の結果：査定後の一覧）

【中国電力】
査定後：22団体・事業者172名、申請：26団体・事業者210名

出向先	人数	グループ会社	査定
株式会社エネルギアＬ＆Ｂパートナーズ	1	○	
中電プラント株式会社	9	○	
中電環境テクノス株式会社	15	○	
株式会社エネルギア・コミュニケーションズ	2	○	
株式会社エネルギア・ビジネスサービス	74	○	×（うちNW業務に従事する27名分※１）
水島エルエヌジー株式会社	6	○	×
株式会社パワー・エンジニアリング・アンド・トレーニングサービス	20	○	
株式会社アドプレックス	2	○	
中国高圧コンクリート工業株式会社	1	○	
瀬戸内共同火力株式会社	3	○	×
大崎クールジェン株式会社	37	○	
株式会社エネルギア・スマイル	6	○	
イームル工業株式会社	2	○	
一般財団法人エネルギー総合工学研究所	1		
日本原燃株式会社	10		
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	1		
日本エネルギー法研究所	1		×
一般社団法人日本電気協会	2		
一般社団法人海外電力調査会	1		※2
株式会社ＢＷＲ運転訓練センター	1		
一般財団法人日本エネルギー経済研究所	1		×
石炭資源開発株式会社	1		
原子力発電環境整備機構	4		
一般社団法人原子力安全推進協会	4		※2
世界原子力発電事業者協会東京センター	3		※2
使用済燃料再処理機構	2		

【北陸電力】
査定後：6団体・事業者10名、申請：7団体・事業者15名

出向先	人数	グループ会社	査定
使用済燃料再処理機構	2		
石炭資源開発株式会社	1		
北電テクノサービス株式会社	3	○	
福井都市ガス株式会社	5	○	×
北陸電力ウィズスマイル株式会社	2	○	
一般財団法人省エネルギーセンター	1		
氷見ふるさとエネルギー株式会社	1	○	

【四国電力】 査定後・申請：6団体・事業者43名

出向先	人数	グループ会社	査定
四電エンジニアリング株式会社	17	○	
四国計測工業株式会社	12	○	
原子力発電環境整備機構	3		
日本原燃株式会社	8		
石炭資源開発株式会社	2		
一般社団法人海外電力調査会	1		※2

【沖縄電力】
査定後：7団体・事業者11名、申請：7団体・事業者12名

出向先	人数	グループ会社	査定
沖電グローバルシステムズ株式会社	2	○	
FRT株式会社	4	○	×（うちDC事業に従事する１名分）
一般社団法人日本電気協会	1		
沖縄電力健康保険組合	2		
国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構	1		
三菱パワー株式会社	1		
一般財団法人電力中央研究所	1		

※1：エネルギア・ビジネスサービスはネットワーク業務に携わる人員分（かつ電気事業雑収益での戻し入れもない人員分）は原価算入を認めない。
※2：海外電力調査会、原子力安全推進協会、世界原子力発電事業者協会は団体費との二重計上になっていないことを確認済。
※3：東京電力EPは出向者給与を申請原価に算入していない。
※4：「査定」欄で「×」になっている出向先については、原価算入を認めない。

相談役・顧問の秘書の給与

【申請概要】

- **東北・沖縄**では、**「相談役・顧問の秘書」と「役員の秘書」を兼任している者（東北：１名分、沖縄：２名分）**の給与が原価（給料手当）に算入されている 。

【審査における論点・審査の結果】

- 料金審査要領では、相談役・顧問に係る費用は原価への算入を認めないこととなっている。
- 「相談役・顧問の秘書」と「役員の秘書」を兼任している場合、それぞれの秘書の**勤務状況を精査**し、**相談役・顧問に係る分**と、**役員に係る分を分けた上**で、相談役・顧問の秘書分は**原価算入を認めない**。

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）（抜粋）

第２章 「原価等の算定」に関する審査
第１節 基本的考え方
１．～４．（略）
５．従業員以外の者であってその業務内容が不明確なもの（相談役及び顧問等）に係る費用や宿泊施設、体育施設その他の厚生施設（社宅・寮等であって、電気事業を遂行するために必要と認められるものを除く。）に係る費用については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮し、原価への算入を認めない。
６．（略）

退職給与金：退職給付水準①（申請概要）

- 料金審査要領では、退職給与金について、人事院及び中央労働委員会の調査における労働者1,000人以上の企業の平均値を、退職給付水準（1人当たりメルクマール）として算定することとなっている。
- これを踏まえ、各事業者が算定したメルクマール及び原価算入した退職給付水準は以下のとおり。

①各事業者が算定した1人当たりのメルクマール

単位：万円（単位未満は四捨五入）

	参照統計	合計値
北海道・東北・中国・沖縄	人事院調査（R3）	2,409
	中央労働委員会調査（R3）【定年】	2,010
	平均値（１人当たりのメルクマール）	**2,210**
東電EP	人事院調査（H23・H28・R3の平均）	2,551
	中央労働委員会調査（H25・H27・H29の平均）【定年】	2,598
	平均値（１人当たりのメルクマール）	**2,574**
北陸	人事院調査（R3）	2,409
	中央労働委員会調査（R3）【42年】	2,037
	平均値（１人当たりのメルクマール）	**2,223**
四国	人事院調査（R3）	2,409
	中央労働委員会調査（R1）【定年】	2,679
	平均値（１人当たりのメルクマール）	**2,544**

②各事業者が原価算入した退職給付水準

単位：万円（単位未満は四捨五入）

	退職一時金	確定給付企業年金	合計（申請値）
北海道	778	1,432	**2,210**
東北	881	1,329	**2,210**
東電EP	1,553	989	**2,542**
北陸	1,131	1,092	**2,223**
中国	1,189	1,021	**2,210**
四国	901	1,643	**2,544**
沖縄	1,053	1,154	**2,207**

退職給与金：退職給付水準②（審査における論点・審査の結果）

【審査における論点】

- 退職給与水準（１人当たりメルクマール）を算定する際、各事業者によって、**中央労働委員会調査の参照年・参照データ等が異なっている**ところ、どのように整理することが適切か。
- また、東京電力EP・四国電力は、中央労働委員会の令和3年調査を外れ値（※）と考え、令和元年調査を参照しているが妥当か。

※　集計社数が9社と少ないところ、最新の令和3年調査の平均値が、過去5回の調査（平成23年から令和元年）の平均値と比べて22%減少と大幅に引き下がっているため、これを外れ値と考えている。

【審査の結果】

- 事業者の恣意性を排除する観点から、**現時点における最新の調査結果（令和3年調査）の「定年」の調査値を参照する**こととする。

退職給与金：年金資産の期待運用収益率

【申請概要・審査における論点】

- 料金原価上の年金資産の期待運用収益率は、中国電力の1.4%を除くと、他の事業者は2.0～3.0%の範囲で設定している。
- 各事業者が設定した期待運用収益率は、他の事業者の期待運用収益率と比較して妥当か。

【審査の結果】

- 2015年の託送料金の認可申請に係る審査では、当時の中国電力が、**期待運用収益率を他の事業者と比較して低い水準の1.3%で設定**していたところ、**過去の料金改定審査における水準を踏まえ、料金原価上は2.0%で設定することを妥当**とし、これらの**収益率の差分について原価に反映する査定方針**とした。
- 今回の料金改定審査についても、**上記と同様の査定**を行う。

【各事業者における年金資産の期待運用収益率】

	期待運用収益率
北海道	2.0%
東北	3.0%
東電EP	2.5%
北陸	2.0%
中国	1.4%
四国	2.0%
沖縄	2.3%

法定厚生費①（申請概要）

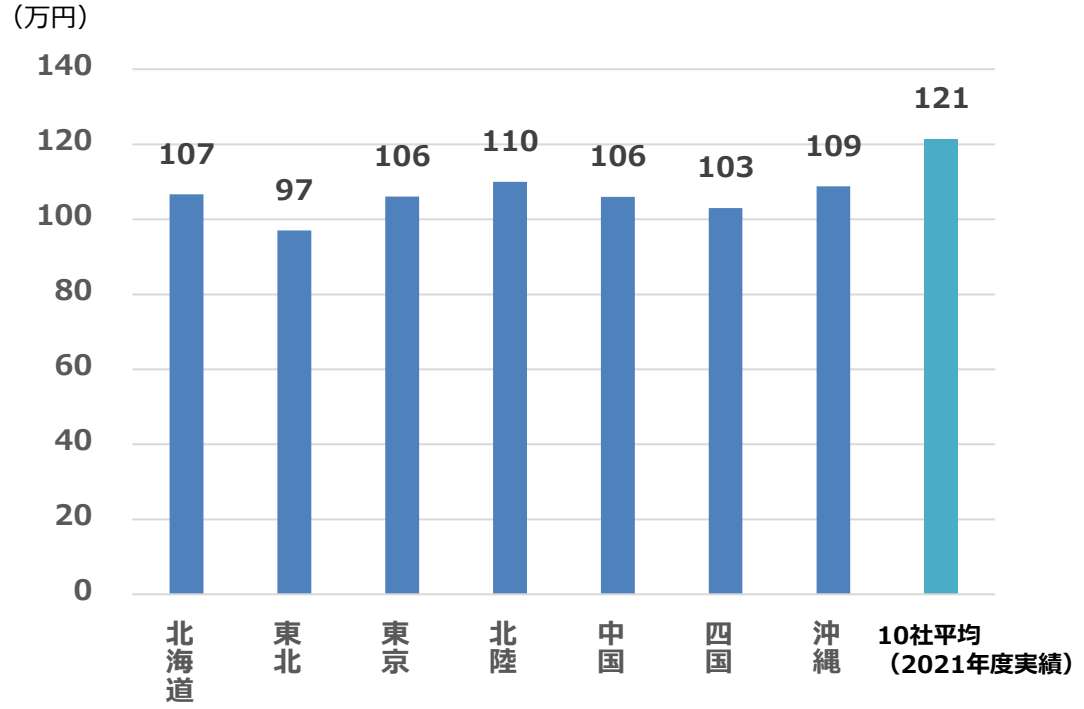
- 各事業者が、料金原価に算入した健康保険料の事業主負担割合及び1人当たり法定厚生費は以下のとおり。

【健康保険料の事業者負担割合】

	事業主負担割合
北海道	55.00%
東北	55.00%
東電EP	50.00%
北陸	54.91%
中国	54.94%
四国	55.00%
沖縄	58.76%
7社平均	54.80%
単一・連合	55%
電気・ガス・水道等	58%

※「単一・連合」、「電気・ガス・水道等」の値は、健康保険組合連合の健康保険組合の現勢（令和3年3月現在）より引用。

【1人当たり法定厚生費（原価算定期間3年平均）】



※ 東北電力より、法定厚生費の「労災保険料」の算定に用いる料率の誤りがあり、これによる原価への影響額は▲2,881千円（３年平均）との報告があった（1人当たり法定厚生費に変動は無い）。

※ 東京電力EPより、法定厚生費の算定における対象人員の算定誤りがあり、これによる原価への影響は▲7百万円（３年平均）との報告があった（1人当たり法定厚生費に変動はない）。

法定厚生費②（審査における論点・審査の結果）

【審査における論点】

- 健康保険料の事業主負担割合の法定下限は50%であるところ、単一・連合やガス・水道事業等における健康保険組合の事業主負担割合と比較して妥当か。
- 1人当たり法定厚生費は、他のみなし小売電気事業者と比較して妥当か。

【審査の結果】

- 健康保険法において、健康保険料の事業主負担割合の下限は50%であるところ、過去の料金審査では、2008年度以降、**毎年度0.35%ずつ低減**していく方針とされた。
- これを参考として、今回の料金改定申請についても、**過去に査定した事業主負担割合を適用し、そこから毎年度0.35%ずつ低減することを求める**（2023年度：51.04%、2024年度：50.69%、2025年度：50.34%）。
- また、1人当たり法定厚生費は、各事業者とも、みなし小売電気事業者の平均以下の水準であることを確認した。

【過去の料金審査における査定方針を基にした試算値】

年度末	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
負担割合	56.30	56.15	56.07	55.24	54.89	54.54	54.19	53.84	53.49	53.14	52.79

実績値　▲0.35%/年　　毎年度0.35%ずつ低減

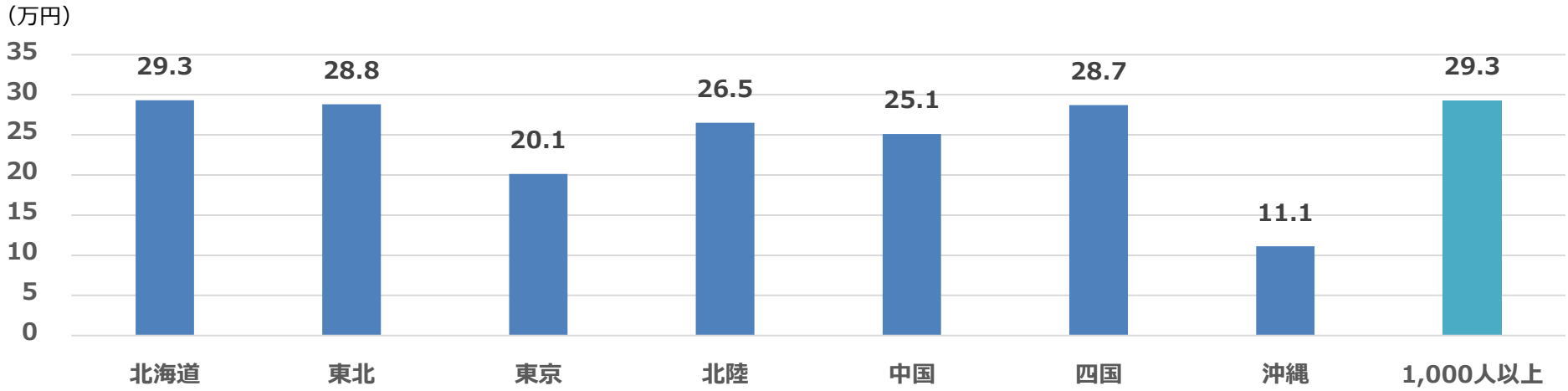
2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
52.44	52.09	51.74	51.39	51.04	50.69	50.34	49.99

⇐2026年度は、法定下限値の50%に到達する

一般厚生費①（申請概要）

- 各事業者が原価算入した1人当たり一般厚生費及び一般厚生費に算入している主なメニューは以下のとおり。

【1人当たり一般厚生費（原価算定期間３年平均）】



※「1,000人以上」の値は、日本経済団体連合会「第64回福利厚生費調査結果報告」の1,000人以上の平均値。

【各事業者が一般厚生費に算入している主なメニュー】

北海道	東北	東電EP	北陸	中国	四国	沖縄
• カフェテリアプラン • 社宅、寮運営費 • 職場コミュニケーション活動費	• 安全管理費 • カフェテリアプラン • 文化・スポーツ活動費助成	• カフェテリアプラン • 家賃補助制度 • 衛生・安全管理費	• 保険等補助 • 安全衛生管理費 • 文化体育費	• イベント支援・クラブ・サークル支援 • 社宅・寮運営費 • 総合相談 • 福利厚生倶楽部	• 住宅生活費 • カフェテリアプラン • 安全衛生管理費	• 補償・見舞金 • カフェテリアプラン • 文化体育活動

一般厚生費②（審査における論点・審査の結果）

【審査における論点】

- 1人当たり一般厚生費について 、日本経済団体連合会の「福利厚生費調査結果報告」の**1,000人以上の平均値と比較して妥当か**。
- 一般厚生費に算入している主なメニューについて、これまでの料金審査で、**料金原価への算入を認めていないメニュー**（宿泊施設、シンボリックスポーツ費用、持ち株奨励金等）**が盛り込まれていないか**。

【審査の結果】

- 1人当たり一般厚生費について、1,000人以上の平均値と比較したところ、**北海道を除く6事業者が当該平均値を下回っており、北海道は当該平均値と同水準となっていた**。
- 一般厚生費に算入している主なメニューについて、7事業者とも、これまでの料金審査で**料金原価への算入を認めていないメニューを、申請原価に算入していなかった**。

委託集金業務に係る費用

【申請概要】

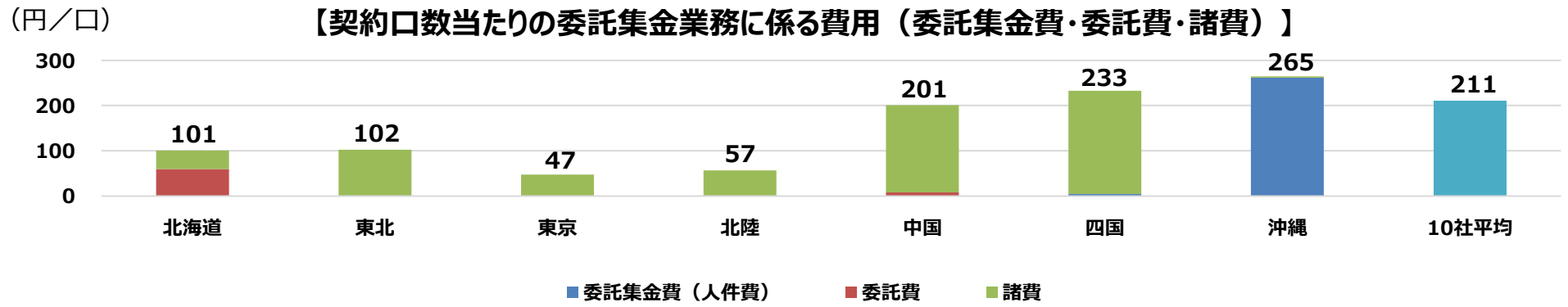
- 委託集金費は、**四国・沖縄のみが原価算入している**。一方、各事業者とも委託集金に該当する業務（集金及び検針結果を需要家にお知らせする業務）を**他の費用（委託費・諸費）に算入**している。なお、**委託検針費は各事業者とも原価に算入していない**。

【審査における論点】

- 委託集金費は、他のみなし小売電気事業者の水準と比較して妥当か。
- 各事業者によって、委託集金業務に係る費用の会計整理が異なるが、どのように比較すべきか。

【審査の結果】

- 委託集金業務に係る費用の**横比較を可能にするため、当該業務に係る費用を集計**する。
- また、横比較をする際、委託集金業務が契約口毎に発生することを踏まえて、**契約口数当たりの単価（円／口）で比較**する。
- 横比較の結果、**沖縄は委託集金費が**、**四国は諸費が10社平均値を上回っており、当該超過分は原価算入を認めない**。



※委託集金業務に該当する費用及び契約口数は、原価算定期間（2023～25年度）における3年平均値。
※10社平均値は2021年実績値。 ※諸費（検針結果通知の郵送費等）について、有料化等による電気事業雑収益を原価上算入している場合は、当該分を差し引いた数字。

雑給

【審査における論点】

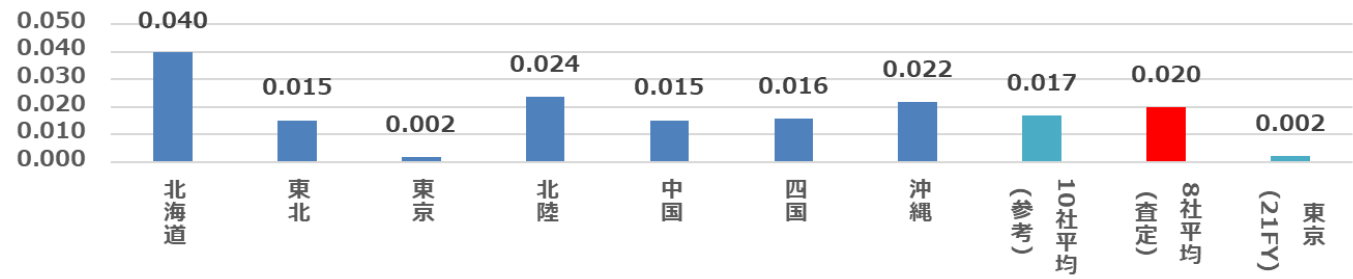
- 今回の料金改定審査で、人員計画における1人当たりの生産性の比較においては、再雇用者と無期雇用者も含めて比較した。また、過去の料金改定審査の査定方針では、総販売電力量当たりの単価で比較している。これを踏まえ、雑給の水準について、どのように比較するのが妥当か。

【審査の結果】

- 雑給は全ての部門が関連する費用であるため、**総販売電力量当たりの単価で比較**する。
- **査定の水準とする他社平均**は、発電部門を有さない東電EP・中部を除いた**8社平均値**とする。
- 再雇用者と無期雇用者の給与を「雑給」で会計整理している**北陸・沖縄**（※東電EPは無期雇用者のみ「雑給」に整理）については、**当該給与分を除いた雑給で比較**する。
- これらの結果、**北海道・北陸・沖縄**について、総販売電力量当たりの単価が**8社平均の水準を上回っており、当該超過分は原価算入を認めない**。
- また、**東電EP**は、2021年の10社平均及び自社実績と比較して、申請原価がこれらの水準を下回ることを個別に確認した。

【総販売電力量当たりの単価（原価算定期間３年平均）】

（円/kWh）　（※単位未満は四捨五入）



※雑給及び総販売電力量（卸含む）は、原価算定期間（2023～25年度）における3年平均値。
※再雇用者の給与を「雑給」で会計整理している北陸・沖縄（※東電EPは無期雇用者のみ「雑給」に整理）については、当該給与分を除いた雑給の数値で算定。
※10社平均値及び8社平均値は2021年実績値。

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
- 6－1．　需要想定･供給力
- 6－2．　経営効率化
- 6－3．　燃料費
- 6－4．　購入･販売電力料
- 6－5．　原子力バックエンド費用
- 6－6．　人員計画･人件費
- **6－7．　修繕費**
- 6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
- 6－9．　事業報酬
- 6－10．その他経費
- 6－11．公租公課
- 6－12．控除収益
- 6－13．費用の配賦
- 6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

修繕費の概要

- 修繕費は、固定資産の通常の機能を維持するため、損傷部分の補修や点検等に要する費用であり、実績値等を基に算定する。
- 料金審査要領に基づき、過去実績を基にした基準等をメルクマールとして設定することとなっている。

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

第二章　認可料金の算定
第一節　原価等の算定

（営業費の算定）
第三条
1　（略）
2　次の各号に掲げる営業費項目の額は、別表第一第一表により分類し、それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。
四　修繕費　普通修繕費及び取替修繕費の合計額であって、実績値及び供給計画等を基に算定した額

※普通修繕費：「取替修繕費」に整理されるもの以外を設備ごとに整理する。雑給、消耗品費、伐採補償料等の補償費、委託費及び諸費（雑損を除く）で修繕のためのもの及び借入資産に関するものを含む。（例：保安規程に基づく定期点検、発電機のオーバーホールなど）
※【参考】取替修繕費：取替資産の取替に要する費用を設備ごとに整理する。（例：高圧電線張替、計器工事（スマートメーター含む）、開閉器取替（太陽光対策含むなど））

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）（抜粋）

第２節　営業費
３．修繕費については、事業者各社一律に設定するのではなく、申請事業者ごとに、過去実績を基にした基準（帳簿原価に占める修繕費の割合である修繕費率等）等をメルクマールとして設定する。その際、修繕費率の算定期間は一定の長期間とすることとし、直近５年間を基本とする。査定時においては、効率化努力と併せて、今後想定される投資の増加に対する申請事業者の取組を個別に考慮する。なお、災害復旧修繕費については、直近１０年間から年間の災害復旧修繕費が最大の年及び最小の年を除いた８年間の実績平均値と比較しつつ査定を行う。その際、１件１億円未満の災害復旧修繕費については、原価への算入を認めない。

各事業者の申請概要①（修繕費）

- 各事業者における修繕費の申請原価と現行原価との比較は以下のとおり。

	北海道電力			東北電力			東京電力EP			北陸電力		
	申請原価	現行原価（2013）	原価比	申請原価	現行原価（2013）	原価比	申請原価	現行原価（2012）	原価比	申請原価	現行原価（2008）	原価比
水力	56	57	▲ 0	145	108	37	-	141	▲ 141	67	72	▲ 5
火力	246	264	▲ 18	398	406	▲ 8	-	833	▲ 833	241	185	56
原子力	105	202	▲ 97	299	173	126	-	702	▲ 702	97	71	26
新エネ	13	10	3	16	15	1	-	2	▲ 2	0	-	0
業務	13	7	6	9	20	▲ 11	1	8	▲ 7	9	8	1
合計	434	540	▲ 107	868	722	145	1	1,686	▲ 1,685	415	337	79

	中国電力			四国電力			沖縄電力		
	申請原価	現行原価（2008）	原価比	申請原価	現行原価（2013）	原価比	申請原価	現行原価（2008）	原価比
水力	49	48	0.4	33	26	6	-	-	-
火力	277	272	5	159	153	5	79	64	15
原子力	148	100	48	121	126	▲ 5	-	-	-
新エネ	3	-	3	0	0	0	-	-	-
業務	12	18	▲ 6	5	4	2	1	21	▲ 20
合計	488	438	51	317	310	8	80	85	▲ 5

（単位：億円）

・沖縄の申請原価はNW含めた全系の原価から2023年託送申請原価（アンシラリー費用(調整力供出分等)を含み）を差し引いて算定。
・北海道は1.7億円、東北は25億円、中国は0.6億円の災害復旧修繕費を含む（東電EP・北陸・四国・沖縄は計上無し）。
・単位未満は、四捨五入の関係で、合計及び原価比が合わない場合がある（本ページ以降も同じ）。
・申請原価の金額については、原価算定期間（2023～25年度）の3年平均。

各事業者の申請概要②（修繕費）

- 各事業者における修繕費の申請原価とメルクマールとの比較は以下のとおり。

	北海道電力		東北電力		東京電力EP		北陸電力	
	申請原価	直近5年	申請原価	直近5年	申請原価	直近5年	申請原価	直近5年
修繕費（年平均）（a）	434	367	868	665 (692)	1	1	415	359
うちメルクマール超過分（b）	62 (197)	– (135)	83	–	–	–	38	–
差引（c）＝（a-b）	371 (236)	367 (233)	785	665 (692)	1	1	377	359
帳簿原価（年平均）（d）	23,213	22,830	44,816	39,550 (39,371)	691	195	23,096	21,991
修繕費率（c/d） メルクマール①（超過分除く）	1.60% (1.02%)	1.61% (1.02%)	1.75%	1.68% (1.76%)	–	–	1.63%	1.63%
修繕費率（a/d） メルクマール②（超過分含む）	1.87%	1.61%	1.94%	1.68% (1.76%)	0.13%	0.40%	1.80%	1.63%

	中国電力		四国電力		沖縄電力	
	申請原価	直近5年	申請原価	直近5年	申請原価	直近5年
修繕費（年平均）（a）	488	392	317	266	95	90 (92)
うちメルクマール超過分（b）	60	–	29	–	–	–
差引（c）＝（a-b）	428	392	288	266	95	90 (92)
帳簿原価（年平均）（d）	28,926	26,372	17,180	15,860	4,672	4,499 (4495)
修繕費率（c/d） メルクマール①（超過分除く）	1.48%	1.48%	1.68%	1.68%	2.04%	2.01% (2.04%)
修繕費率（a/d） メルクマール②（超過分含む）	1.69%	1.48%	1.85%	1.68%	2.04%	2.01% (2.04%)

（単位：億円）

- 北海道について、メルクマールの算定は、泊発電所3号機の再稼働に向けた点検費用や石狩湾新港発電所1号機の点検費用等を特殊要因として扱い、算定対象から除いていたが、他事業者の算定方法との整合性の観点から、これらの点検費用を含めてメルクマールを算定し、置き換え（上段は置き換え後、下段は置き換え前）。
- 東北と沖縄について、メルクマール算定期間を2016～20年度の5年（下段の値）としていたが、審査の結果、2017～21年度の5年（上段の値）に置き換え。

メルクマールの算定期間の取扱い

【審査における論点】

- 料金審査要領において、メルクマールの算定期間は、「**直近5年間**（2017～21年度）**を基本とする**」こととされている。一方、**東北**（※1）と**沖縄**（※2）は、火力発電所の定期点検を2022年度に繰り延べたため、メルクマールの算定期間を2017～21年度とした場合、メルクマールが低い水準となることから、**2016～20年度の5年間をメルクマールの算定期間としているが妥当か**。

※1　2021年2月に発生した**福島県沖地震で被災した電源が復旧中であり、自社供給力の確保のため、原町火力2号機の定期点検を2022年度に繰り延べ。**

※2　**新型コロナウィルスによる影響のため、吉の浦火力の外国製ガスタービンの定期点検に必須となる外国人技術者（20数名程度）の入国が禁止となった**ことに伴い、**工事完了を2022年度に繰り延べ**。

【審査の結果】

- 料金審査要領の原則を踏まえ、**恣意性を排除する観点**から、**各事業者とも直近5年間（2017～21年度）をメルクマールの算定期間とする**。

メルクマール算定期間への後ろ倒し・前倒しの修繕工事の有無

【審査における論点】

- メルクマール算定期間前に実行すべきであった修繕工事について、**メルクマール算定期間へ後ろ倒しになっていないか**。
- メルクマール算定期間以降に計画していた修繕工事について、**メルクマール算定期間へ前倒しになっていないか**。

【審査の結果】

- メルクマール算定期間への後ろ倒し・前倒しとなった修繕工事の有無を確認するため、**水力・火力・原子力・新エネルギー**（停止期間１か月以上及び工事実績額が1億円以上を対象）**・業務の各分野について調査を実施**した。
- その結果、**後ろ倒しとなった案件**が数件確認されたが、事務局で内容を確認したところ、**いずれも妥当な範囲**（例：豪雨被害により流木・土砂の処理に期間を要した）**であった**。
- また、**前倒しとなった案件は確認されなかった**。

メルクマール超過分の取扱い①

【審査における論点】

- 料金原価に算入された修繕費について、**北海道・東北・北陸・中国・四国はメルクマールの水準を超過**しており、各事業者は、以下のような**超過要因**を挙げているが妥当か。
  - ✓ 北海道・東北・北陸・中国：長期間停止した**原子力発電所の再稼働に向けた検査費用**
  - ✓ 北海道：**火力発電所**の直近５年間の**定期点検回数の減少**や、原価算定期間における**定期点検回数の増加**
  - ✓ 中国：**原子力発電所の40年超運転に向けた特別点検**、至近の運用状況を踏まえた**火力発電所の補修対策**、水力発電所の**ダム貯水容量維持のための土砂取除量の倍増**
  - ✓ 四国：**原子力発電所の長期停止中の修繕費減少の影響**と、公共工事設計労務単価との乖離を解消するための**工事積算用労務費単価の値上げ**

メルクマール超過分の取扱い②

- **北海道・東北・北陸・中国・四国**における**メルクマールの水準の超過要因の詳細**は以下のとおり。
  （次ページに続く）

【原子力】

	案　　件	概　　要
北海道 31億円	• 泊３号機の再稼働に向けた起動前点検 【再稼働予定時期：2026年12月】	• 泊発電所停止期間の継続に伴い点検範囲・内容を絞り込み、修繕費を大幅に削減していたが、再稼働に向けた審査の進捗や安全対策工事の本格化に伴い、泊発電所3号機の2026年12月の再稼働に向けて2021年度に設備の実態調査を実施。 • これを踏まえ、再稼働に向けた点検等のうち原価算定期間に必要となるものを原価に計上。
東北 83億円	• 女川２号機の再稼働に向けた起動前点検 • 同２号機の定期検査 【再稼働予定時期：2024年2月】	• 女川2号機は、東日本大震災以降、約12年間停止していることから、入念に設備点検を実施した上で、2024年2月再稼働予定。 • 長期停止期間中は、原子燃料の冷却や電源の確保等に必要な機器に限定して点検を行ってきたが、起動前の設備点検においては、発電機・タービンなど運転に必要なすべての機器を点検することから、点検対象機器は大幅に増加。
北陸 38億円	• 志賀２号機の再稼働に向けた起動前点検 【再稼働予定時期：2026年1月】	• 志賀２号機は、原子力規制委員会による新規制基準適合性審査の段階であり、長期停止状態を維持していることから、2012年度以降、発電所の停止中の機能維持に必要な設備に限定して点検を行うことで、修繕費を最大限削減。 • 再稼働後の安全・安定運転に向けて、長期間点検していない設備等の点検が必要であり、起動前点検を計画。
中国 50億円	• 島根２号機の再稼働に向けた起動前点検 • 同２号機の高経年化技術評価（PLM)に必要となる点検 • 同２号機の運転40年特別点検 • 同２号機の第18回定期検査 【再稼働予定時期：2024年1月末】	• 島根２号機の再稼働・運転に必要な点検として、2024年1月末の再稼働に向けた稼働前点検や、法令に基づく定期点検及び高経年化技術評価（PLM）に必要となる点検、40年特別点検を計画。 • 停止中に機能要求のある機器以外は再稼働時期を踏まえて保管措置を行う等、維持費を抑制しており、稼働前点検では消耗品取替を行うとともに、プラント停止リスク等を鑑みて必要な追加点検を実施。
四国 25億円	• 伊方３号機の長期運転停止の影響 【再稼働時期：2016年】	• メルクマール算定期間（直近5年間）の多くの期間で運転停止したことにより修繕費（定期検査費用）が減少。

※全ての事業者について、金額はメルクマール超過分の原価算定期間の3年平均。

メルクマール超過分の取扱い③

【水力・火力・労務単価】

	案　　件	概　　要
北海道 31億円	• 火力の定期点検の回数について、メルクマール算定期間（直近5年間）と比べて、原価算定期間における定期点検の回数が増加 【火力】	• 石狩湾新港１号機がメルクマール算定期間（直近5年間）の期中（2019年2月）に運転開始し、初回の定期点検を2021年に実施した。このため、メルクマール算定期間の定期点検回数は1回であったが、原価算定期間の定期検査は2回を計画。 • 北海道胆振東部地震(2018年9月)の際に、電源を早期に復帰させる必要があったことから、知内2号機の定期点検を中断した。このため、メルクマール算定期間の定期点検回数が少なく、同期間と比べて、原価算定期間の定期点検が多くなる計画。
中国 3億円	• 調整力火力の起動回数の増加に伴う設備損傷（2022年発生）への対策（2023年度から柳井発電所の修繕） 【火力】	• 火力の安定稼働に資する施策（※）として、調整力火力の起動回数増加により顕在化した設備損傷への対策を計画。 ※ 夏・冬期の需給ひっ迫に加え、燃料価格高騰により、設備トラブル時の代替燃料の確保や、スポット調達コスト増など停止時リスクや、豪雨等による設備リスクが拡大。これらの修繕施策による供給力確保とメリットオーダー運用が更に重要に。
中国 6億円	• 重油火力の活用拡大に向けて設備の健全性を回復する施策（2023年度から玉島発電所の修繕） 【火力】	• 火力の安定稼働に資する施策（※）として、過去の修繕費の抑制を踏まえ、今後の燃料メリット・供給力としての利用拡大に対応可能なボイラや煙道設備の健全性回復施策を実施。（2022年から玉島発電所の修繕） ※上記と同文。
中国 1億円	• 水力の有効活用に向けた対策（2022年度から広発電所の貯水池内の堆積土砂の取除工事（土砂量が倍増）） 【水力】	• 水力の安定稼働に資する施策（※）として、豪雨等の激甚化による土砂流入量の増加に対し、安定した発電取水や貯水容量の維持のため、毎年実施している堆積土砂の取り除き量を倍増。（2022年から広発電所の修繕） ※上記と同文。
四国 5億円	• 公共工事設計労務単価と社内の工事積算用労務単価との乖離の解消※2 【労務単価】	• 公共工事設計労務単価の継続的な上昇を踏まえ、同単価と、請負契約等で適用する工事積算用労務費単価との乖離を解消すべく、同労務費単価の値上げ。

※1：全ての事業者について、金額はメルクマール超過分の原価算定期間の3年平均。
※2：労務単価の変更にともなう増加分は15億円であり、うち、メルクマール超過分は5億円。

メルクマール超過分の取扱い④

【審査の結果】

- メルクマールの超過要因を踏まえて、**北海道・東北・北陸・中国・四国の修繕費**について、以下のとおり整理する。

  - ✓ 修繕費は、毎年度増減するため、メルクマール算定期間を一定の長期間（直近5年間）としている。その上で、当該期間において、安全審査や、司法判断による仮処分差し止めなど、事業者の意志に関わらず、原子力発電所の停止が必要となっている。これに伴って、メルクマール算定期間における修繕費が抑制されたことを踏まえ、**原価算定期間中に原子力発電所の再稼働を見込んでいる場合**は、その起動前点検費用など、**メルクマールを超過した分を認めることとする**。（なお、原価算定期間中に再稼働しない泊発電所3号機に係る費用の取扱いについては、次ページ以降に詳述。）

  - ✓ 原価算定期間における**火力の点検回数の増加や水力の追加的な設備対策など**については、一般的な修繕の範囲で取り組んでいる事業者がいることを踏まえ、**メルクマールを超過した分を認めない**。

  - ✓ **「公共工事設計労務単価」と事業者の「工事積算用労務単価」との乖離**については、メルクマール算定期間において、労務単価の乖離幅が大幅に変化している訳ではないことを踏まえ、**メルクマールの超過要因として認めない**。

- なお、「メルクマールによる査定」と「効率化係数による査定」との整理については、「６－２．経営効率化」に記載のとおりとする。

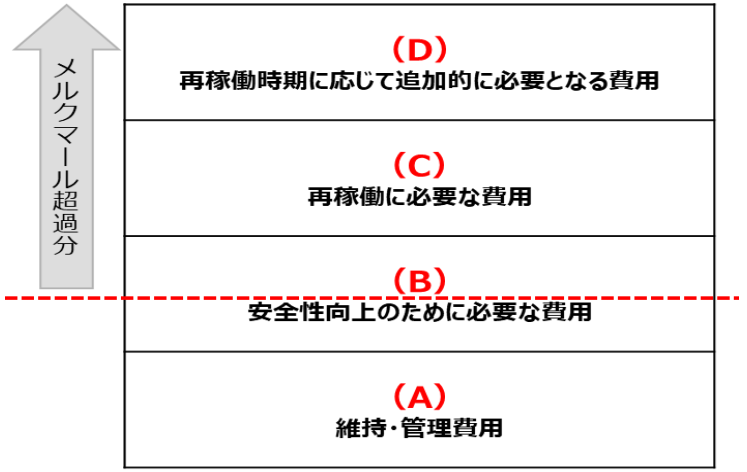
泊発電所3号機に係る費用の取扱い①

【審査における論点】

- 今回の料金改定申請において、原価算定期間中の再稼働が織り込まれていない北海道電力の**泊発電所3号機について、修繕費のメルクマール超過分の取扱いが論点となる**。
- 泊発電所3号機に係る費用を以下のA～Dの4つに分類した場合、**メルクマール超過分には、Bの一部とC及びDが概ね該当**するが、**これらの超過分はどのように取り扱うべきか**。

【泊発電所3号機に係る費用の分類】

分類	再稼働時期に関わらない費用			(D) 再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用
	(A) 維持・管理費用	(B) 安全性向上のために必要な費用	(C) 再稼働に必要な費用	
費用の例	➢ 新規制基準に即して実施する維持・管理費用 ➢ 消防業務、代替給水業務に係る委託費用 ➢ 発電所巡回バス運行業務に係る委託費用	➢ 防潮堤工事に係る費用 ➢ 火災防護・溢水対策に係る費用	➢ 安全審査に向けた耐震評価や、資料作成の助勢に係る委託費用 ➢ 再稼働に向けた点検費用	➢ 使用前事業者検査に係る委託費用 ➢ 起動前の点検費用



泊発電所3号機に係る費用の取扱い②（審査の結果）

【審査の結果】

- 上述のとおり、**原子力発電所に係る修繕費のメルクマール超過分**については、安全審査や司法判断など、事業者の意志に関わらず、原子力発電所の停止が必要となっていることを考慮して、**原価算定期間中に再稼働を見込んでいる場合、例外的に認める一方で、効率化を求めることとする**。

- その上で、原価算定期間中の再稼働が織り込まれていない**泊発電所3号機に係る費用**については、以下のとおり取り扱うこととする。

  ①**A（維持・管理費用）**及び**B（安全性向上のために必要な費用）**については、**安全性確保の観点**から、**料金原価への算入を認める**。

  ②一方で、**D（再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用）**については、再稼働時期に係る不確実性も考慮し、**料金原価への算入を認めない**。

  ③その上で、**C（再稼働に必要な費用）**については、耐震評価や解析等の業務委託が継続的に行われており、**再稼働に向けた取組を着実に進めていくため**、**料金原価への算入を認める**。

- なお、上記の取扱いについては、修繕費のみならず、**泊発電所3号機に係る他の費目**（例：委託費・固定資産除去費・事業報酬）についても、**費目間の整合性を図る観点**から、**Dに該当する費用は、料金原価への算入を認めない**。

災害復旧修繕費

【申請概要】

- 今回の料金改定申請では、**北海道・東北・中国**※が、災害復旧修繕費を料金原価に織り込んでいる。

※**北陸・四国・沖縄**は、最大の年及び最小の年を除いた8年間平均が1億円未満となったことから、料金審査要領に則って、申請原価に算入していない。また、**東電EP**は、災害復旧修繕費が発生していないため、申請原価に算入していない。

【審査における論点】

- 災害復旧修繕費について、料金審査要領に則り、直近10年間から、年間の災害復旧修繕費が最大の年及び最小の年を除いた8年間の実績平均値となっているか。

【審査の結果】

- 災害復旧修繕費について、各事業者とも**料金審査要領に則って算定していることを確認した**。

（単位：億円）

年度	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	8年平均	今回申請額
北海道	–	–	–	–	–	8.0	2.4	10.3	3.0	–	1.7	1.7
東北	150	0.1	1.7	–	–	–	–	29	81	87	25	25
北陸	–	–	–	–	–	4.3	–	–	–	–	0	0
中国	–	–	1.2	3.8	–	–	3.7	–	–	–	0.6	0.6
四国	–	–	–	–	–	–	3.3	0.9	0.8	0.5	0.3	0
沖縄	0.2	0	0.4	0.2	0	0.1	0.6	0.1	0	0	0.1	0

：最大の年　　：最小の年

個別案件の査定

【審査における論点】

- 需要想定・供給力と整合的な修繕計画になっているか。
- それぞれの修繕は、電気事業の運営にとって真に不可欠であり、かつ、経済的な合理性があるか。また、修繕の実施時期は適正か。

【審査の結果】

- 各事業者が修繕費として計上している個別案件（水力、火力、原子力、新エネルギー及び業務設備）に関し、事務局において、**工事の目的・工事の必要性・工事の概要**などを事業者に聴取した。その結果、**概ね妥当であることを確認**した。
- **北陸**については、一部、原価算定期間中に計画している工事が過去と同じ内容であったが、過去の費用よりも多く見積もられていたことから、当該部分を料金原価から減額する。
- **中国**については、一部、原価算定期間中に計画していた工事が2022年度中に竣工したことから、当該部分を料金原価から減額する。

その他（設備投資に係る査定との関係）

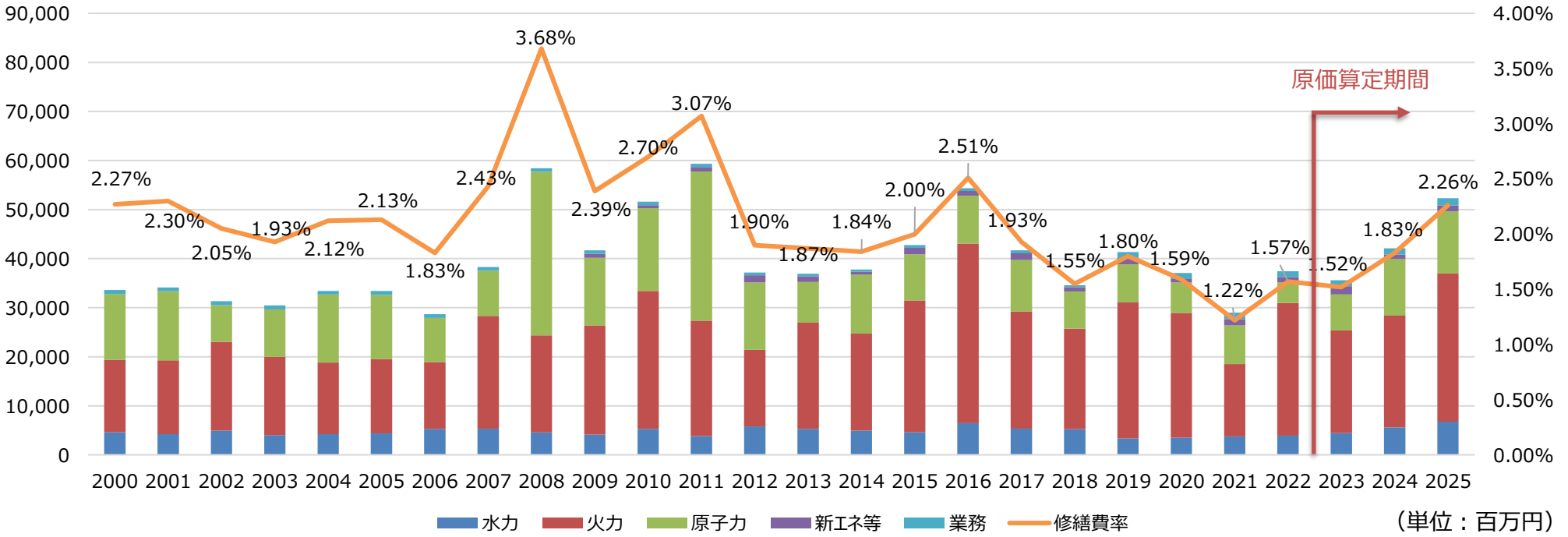
- 設備投資に関する特別監査の結果（※）、電気事業の運営にとって真に不可欠な設備と認められない不使用設備などに係る修繕費については、当該部分を料金原価から減額する。
- 中国電力については、非化石証書の販売収入（※）を「拡充・改良投資」と「修繕・除却」に按分しているところ、修繕に按分された金額について、修繕費から減額する。

※上記の詳細は、「6－8．設備投資（減価償却費・固定資産除却費）」を参照。

【参考1】修繕費の推移【北海道電力】

- 2024年度以降は、2026年12月の原子力発電所の再稼働に向けた検査等のため増加。また、2025年度は、主要火力発電所の定期点検が重なったことにより増加。

（単位：百万円）



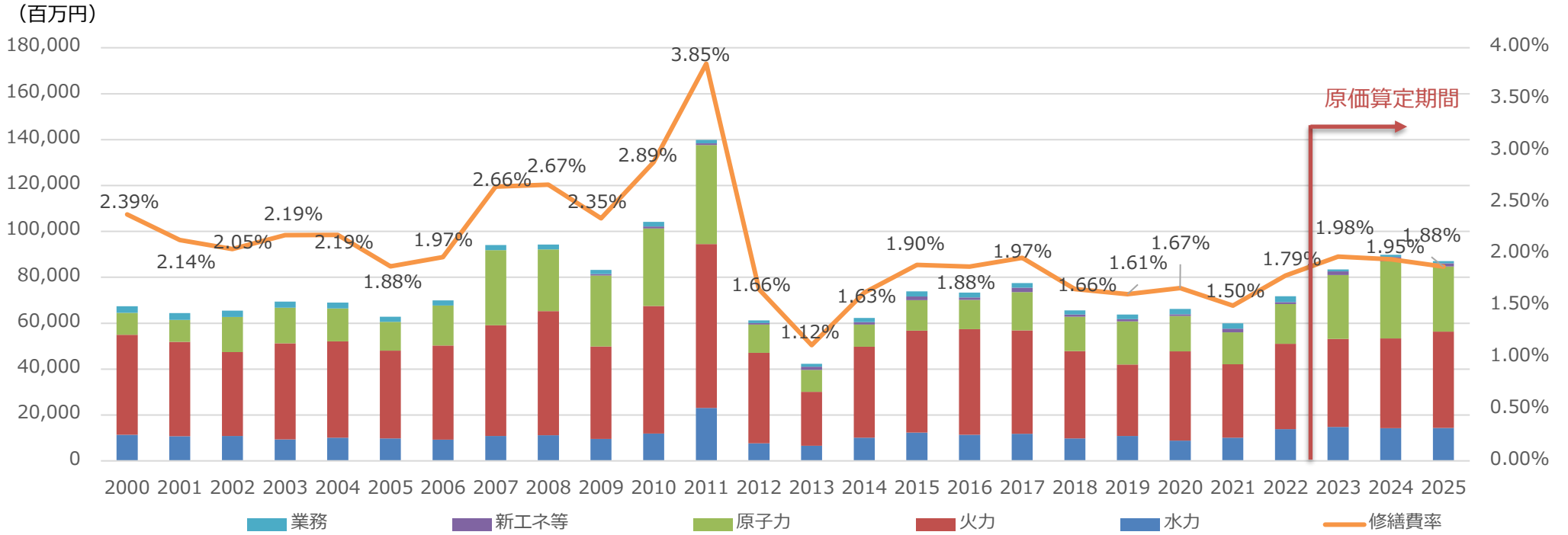
（単位：百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3年平均
水力	4,624	4,250	4,933	4,012	4,235	4,392	5,290	5,351	4,572	4,162	5,319	3,808	5,791	5,326	4,948	4,643	6,496	5,352	5,270	3,379	3,526	3,779	3,957	4,457	5,627	6,794	5,626
火力	14,788	15,034	18,129	15,988	14,609	15,129	13,636	22,959	19,792	22,216	28,079	23,557	15,642	21,611	19,791	26,823	36,562	23,899	20,493	27,694	25,404	14,766	26,994	20,916	22,760	30,184	24,620
原子力	13,412	14,057	7,462	9,636	13,841	13,078	8,981	9,220	33,368	13,803	16,881	30,402	13,698	8,291	11,989	9,442	9,761	10,479	7,552	7,768	6,218	7,880	4,223	7,332	11,533	12,666	10,510
新エネ等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	796	610	902	1,485	1,182	600	1,286	969	1,361	886	1,285	715	1,268	1,098	1,660	898	1,200	1,253
業務	798	762	795	840	717	792	767	758	707	709	720	655	572	532	479	581	549	613	404	1,199	1,198	1,317	1,182	1,226	1,314	1,494	1,345
合計	33,623	34,104	31,320	30,477	33,403	33,393	28,676	38,288	58,441	41,688	51,611	59,327	37,190	36,945	37,810	42,778	54,340	41,706	34,606	41,326	37,062	29,013	37,456	35,592	42,132	52,339	43,354
帳簿原価	1,481,296	1,480,158	1,529,668	1,580,119	1,577,888	1,567,771	1,563,851	1,575,477	1,588,086	1,744,844	1,912,368	1,934,387	1,952,828	1,973,712	2,055,048	2,142,686	2,165,934	2,165,692	2,235,822	2,297,015	2,337,539	2,378,849	2,378,157	2,340,432	2,303,666	2,319,688	2,321,262
修繕費率	2.27%	2.30%	2.05%	1.93%	2.12%	2.13%	1.83%	2.43%	3.68%	2.39%	2.70%	3.07%	1.90%	1.87%	1.84%	2.00%	2.51%	1.93%	1.55%	1.80%	1.59%	1.22%	1.57%	1.52%	1.83%	2.26%	1.87%

※2022年度は計画値
※各年度の修繕費及び帳簿原価の算定方法は以下のとおり。
・2000～19年度の修繕費及び帳簿原価は、一体会社ベースの値からNW設備相当分を分社時の比率等を用いて按分し控除。
・原価算定期間の修繕費は、主な個別修繕計画について、電源設備の法令に基づく定期検査などとの整合を図るとともに、過去の点検結果や運転データなどから、工事実施時期を設定し積み上げで算定（81.1%）。
・また、簡易な修繕工事等、修繕工事が見込まれるものの予測が困難なものについては、過去実績に基づき一括計上（18.5%）。（災害復旧修繕費を含まないため、合計が100%にならない）

【参考2】修繕費の推移【東北電力】

- 2023年度以降は、原子力発電所の再稼働に向けた検査等のため増加。また、水力については高経年化設備の維持管理に係る修繕のため増加。



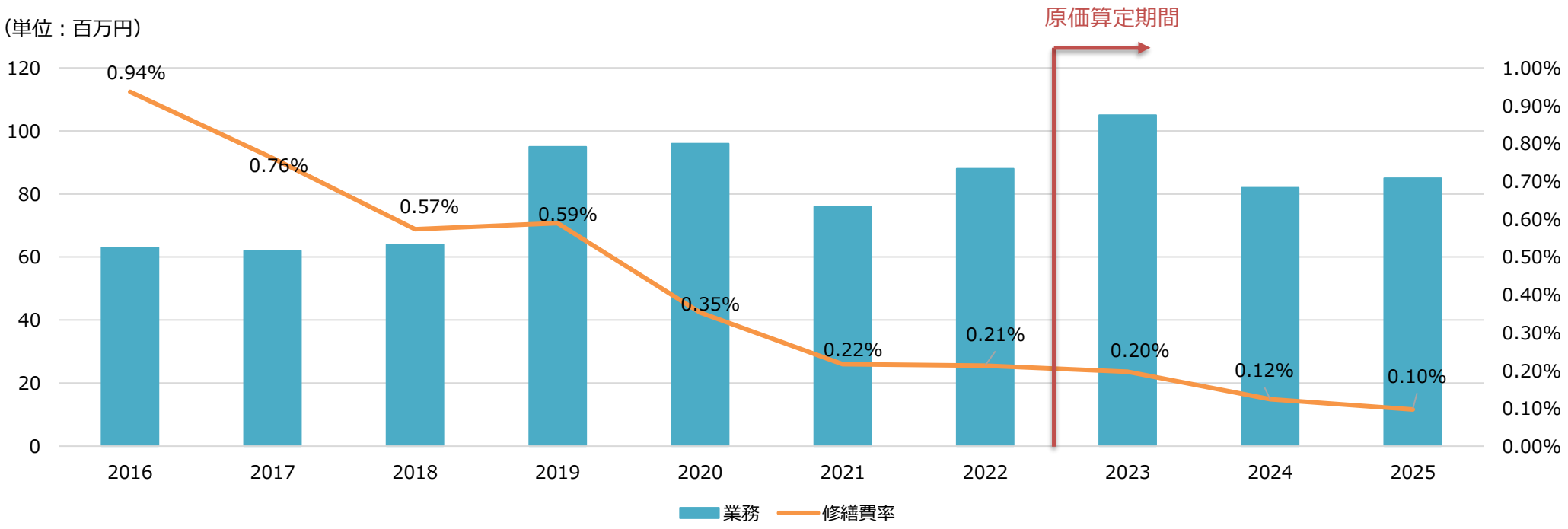
（単位：百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3年平均
水力	11,352	10,787	10,834	9,413	10,063	9,793	9,268	10,831	11,185	9,607	11,962	23,029	7,702	6,633	10,115	12,377	11,424	11,814	9,839	10,807	8,862	10,076	13,858	14,755	14,291	14,337	14,461
火力	43,598	41,102	36,615	41,837	42,056	38,204	41,046	48,267	54,067	40,251	55,493	71,496	39,370	23,449	39,593	44,352	45,961	45,020	38,019	31,180	38,873	32,026	37,160	38,350	39,093	42,052	39,832
原子力	9,586	9,594	15,289	15,453	14,276	12,570	17,382	32,768	26,937	30,955	33,882	43,155	12,352	9,604	9,661	13,298	12,788	16,767	14,919	18,829	15,376	13,913	17,294	27,930	33,513	28,317	29,920
新工ネ等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	628	816	678	633	1,359	1,077	1,611	1,022	1,862	969	966	805	1,599	841	1,532	1,977	1,387	1,632
業務	2,863	2,920	2,780	2,717	2,595	2,305	2,270	2,198	2,131	1,831	2,029	1,521	1,185	1,311	1,804	2,240	2,098	2,040	1,794	1,964	2,288	2,365	2,597	868	892	1,001	920
合計	67,399	64,403	65,518	69,420	68,990	62,872	69,966	94,064	94,320	83,272	104,182	139,879	61,242	42,356	62,250	73,878	73,296	77,504	65,543	63,748	66,205	59,981	71,752	83,435	89,766	87,093	86,765
帳簿原価	2,825,333	3,012,115	3,195,054	3,176,624	3,152,383	3,336,873	3,545,063	3,541,948	3,527,101	3,546,021	3,603,485	3,635,780	3,684,953	3,781,153	3,822,999	3,892,360	3,897,502	3,943,605	3,940,732	3,947,388	3,956,710	3,986,783	4,002,006	4,216,407	4,596,717	4,631,586	4,481,570
修繕費率	2.39%	2.14%	2.05%	2.19%	2.19%	1.88%	1.97%	2.66%	2.67%	2.35%	2.89%	3.85%	1.66%	1.12%	1.63%	1.90%	1.88%	1.97%	1.66%	1.61%	1.67%	1.50%	1.79%	1.98%	1.95%	1.88%	1.94%

※2022年度は計画値。
※各年度の修繕費及び帳簿原価の算定方法は以下のとおり。
・全社実績値から託送供給等収支計算書の実績値を差し引いて算定（2010年度以降については，災害特別損失に整理した修繕費を含む）。
・なお、2015年度以前は託送供給等収支計算書上、離島／非離島の区分が存在しないことから、水力・火力発電設備は全社実績値をそのまま採用。
・2000～15年度の業務設備については、託送供給等収支計算書より、修繕費（一般管理費）又は帳簿価額（一般管理費）の非NW配賦比率を算出し、全社実績値に掛け合わせ。
なお、2007年度以前については、2008年度の比率を一律適用。

【参考3】修繕費の推移【東京電力EP】

- 2016年度の分社化以降は、発電設備を有していないため、業務設備に係る修繕費を計上。



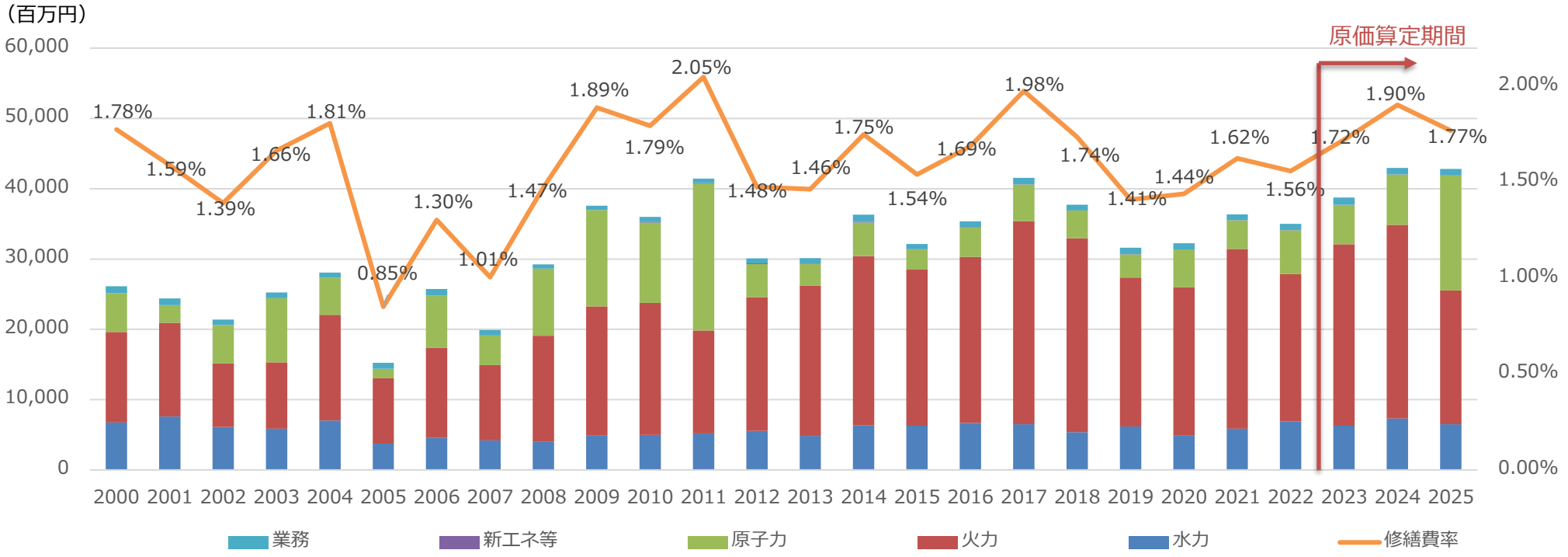
（単位：百万円）

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3年平均
業務	63	62	64	95	96	76	88	105	82	85	91
合計	63	62	64	95	96	76	88	105	82	85	91
帳簿原価	6,725	8,143	11,166	16,114	27,181	35,107	41,356	53,346	66,287	87,664	69,099
修繕費率	0.94%	0.76%	0.57%	0.59%	0.35%	0.22%	0.21%	0.20%	0.12%	0.10%	0.13%

※2022年度は計画値
※各年度の修繕費及び帳簿原価の算定方法は以下のとおり。
・修繕費は、電気事業の継続に必要なシステムの維持等に厳選。
・原価算定期間の修繕費は、個々の修繕工事のうち、修繕対象設備並びに工事時期が特定されるものについて、個別に工事費を積算し、算定（100%）。

【参考4】修繕費の推移【北陸電力】

- 2023･24年度は、定期点検対象となる火力発電所が多いことから増加。また、2025年度は、原子力発電所の再稼働に向けた検査等が増加。



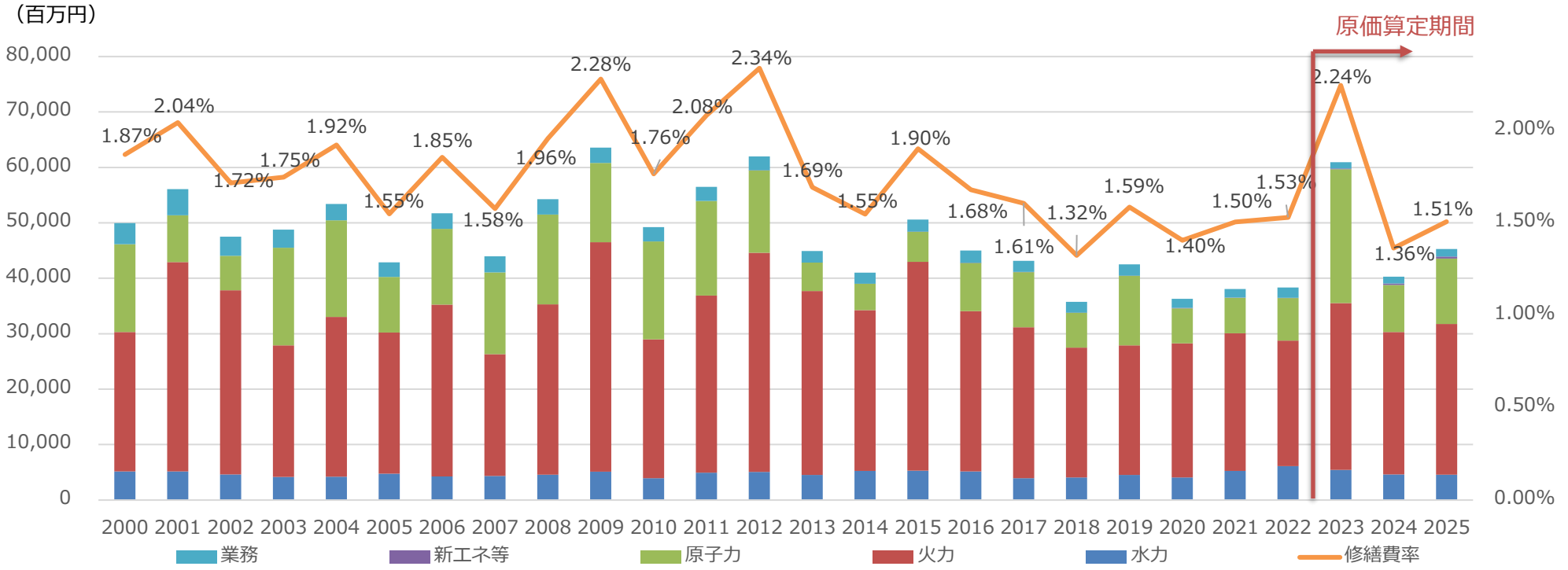
（単位：百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3年平均
水力	6,757	7,627	6,144	5,890	7,032	3,748	4,570	4,204	4,017	4,900	4,991	5,199	5,555	4,851	6,329	6,310	6,705	6,528	5,384	6,192	4,873	5,864	6,910	6,313	7,328	6,506	6,716
火力	12,888	13,317	9,028	9,441	15,022	9,323	12,827	10,711	15,094	18,353	18,757	14,654	19,029	21,372	24,074	22,201	23,582	28,879	27,585	21,170	21,120	25,578	20,966	25,782	27,533	19,031	24,115
原子力	5,489	2,518	5,436	9,120	5,262	1,344	7,406	4,228	9,529	13,725	11,443	20,850	4,692	3,078	4,765	2,839	4,224	5,177	3,926	3,298	5,363	4,071	6,215	5,595	7,134	16,384	9,704
新エネ等	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	70	95	98	99	122	55	67	29	34	21	21	20	38	37	43	25	35
業務	1,013	942	794	811	765	837	942	768	614	596	715	633	704	740	1,011	752	776	929	798	940	878	821	886	1,007	928	883	939
合計	26,147	24,404	21,401	25,263	28,081	15,252	25,744	19,911	29,254	37,575	35,976	41,431	30,077	30,140	36,302	32,157	35,354	41,542	37,727	31,621	32,255	36,354	35,015	38,734	42,966	42,829	41,510
帳簿原価	1,472,778	1,535,771	1,537,367	1,517,329	1,553,216	1,792,977	1,975,874	1,979,086	1,983,594	1,989,370	2,005,212	2,022,499	2,037,529	2,057,895	2,074,459	2,086,531	2,094,010	2,102,090	2,172,680	2,243,060	2,239,967	2,237,503	2,246,670	2,249,661	2,257,299	2,421,903	2,309,621
修繕費率	1.78%	1.59%	1.39%	1.66%	1.81%	0.85%	1.30%	1.01%	1.47%	1.89%	1.79%	2.05%	1.48%	1.46%	1.75%	1.54%	1.69%	1.98%	1.74%	1.41%	1.44%	1.62%	1.56%	1.72%	1.90%	1.77%	1.80%

※2022年度は計画値。
※各年度の修繕費及び帳簿原価の算定方法は以下のとおり。
2000～19年度の業務設備の修繕費及び帳簿原価は、一体会社ベースの値からNW設備相当分を分社時の比率を用いて按分し控除。

【参考5】修繕費の推移【中国電力】

- 2023年度は、原子力発電所の再稼働に向けた検査等や、2022年度に新規運転開始となった石炭火力発電所の定期検査費用が増加。



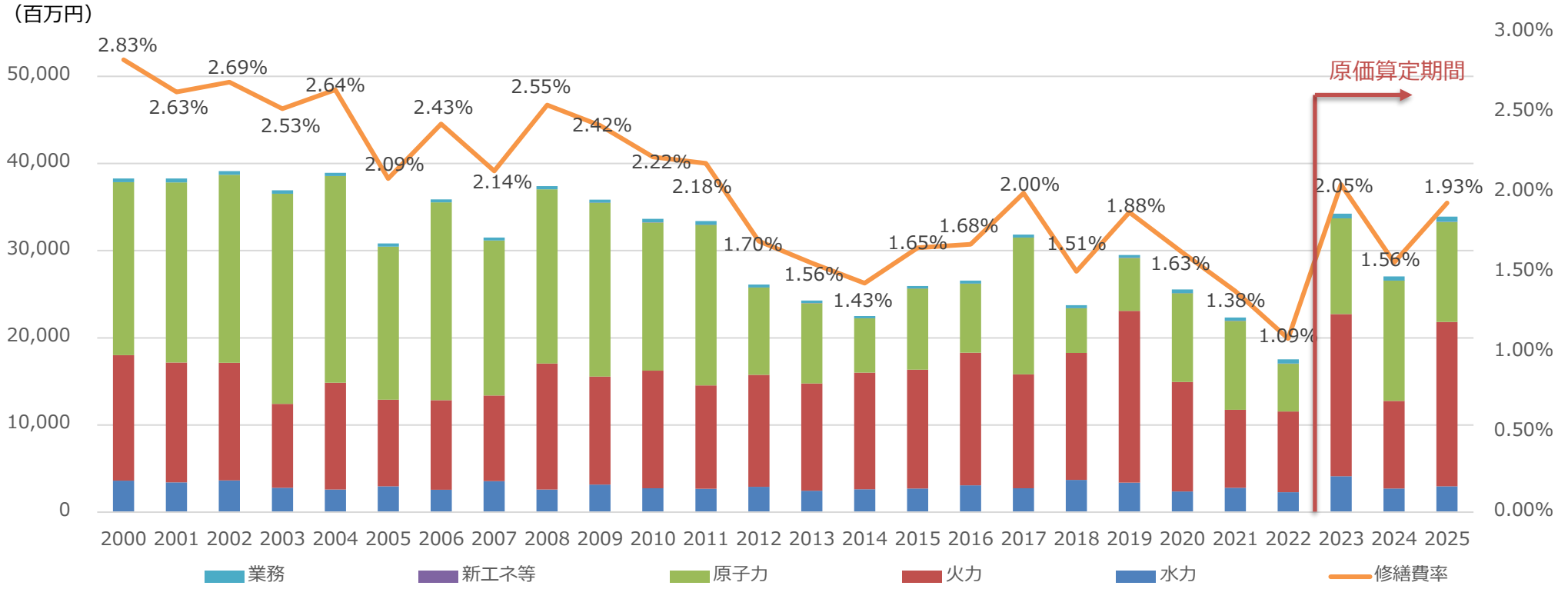
（単位：百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3年平均
水力	5,144	5,139	4,605	4,171	4,178	4,736	4,239	4,326	4,566	5,088	3,930	4,944	5,072	4,507	5,257	5,286	5,166	3,945	4,052	4,525	4,050	5,222	6,106	5,420	4,585	4,551	4,852
火力	25,142	37,755	33,207	23,706	28,852	25,491	31,012	21,981	30,732	41,432	25,045	31,940	39,532	33,176	28,973	37,680	28,903	27,210	23,444	23,377	24,187	24,835	22,639	30,117	25,707	27,192	27,672
原子力	15,867	8,467	6,228	17,617	17,440	10,000	13,652	14,744	16,213	14,273	17,654	17,048	14,879	5,131	4,766	5,424	8,722	9,967	6,277	12,552	6,324	6,398	7,693	24,122	8,481	11,816	14,806
新エネ等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	4	5	5	4	19	10	28	72	39	49	158	268	371	266
業務	3,789	4,711	3,450	3,270	2,953	2,639	2,835	2,898	2,738	2,775	2,600	2,568	2,516	2,100	2,006	2,194	2,210	2,004	1,981	2,015	1,668	1,568	1,857	1,123	1,246	1,353	1,241
合計	49,942	56,072	47,490	48,764	53,423	42,866	51,738	43,949	54,249	63,568	49,229	56,500	62,001	44,918	41,007	50,589	45,005	43,145	35,764	42,497	36,301	38,062	38,344	60,940	40,287	45,283	48,837
帳簿原価	2,672,148	2,745,331	2,768,347	2,791,350	2,780,081	2,768,028	2,789,684	2,787,198	2,772,454	2,791,070	2,789,823	2,714,498	2,653,689	2,653,853	2,649,801	2,661,740	2,679,643	2,687,083	2,703,096	2,681,090	2,584,024	2,530,656	2,506,451	2,716,209	2,954,522	3,007,210	2,892,647
修繕費率	1.87%	2.04%	1.72%	1.75%	1.92%	1.55%	1.85%	1.58%	1.96%	2.28%	1.76%	2.08%	2.34%	1.69%	1.55%	1.90%	1.68%	1.61%	1.32%	1.59%	1.40%	1.50%	1.53%	2.24%	1.36%	1.51%	1.69%

※2022年度は計画値。
※各年度の修繕費及び帳簿原価の算定方法は以下のとおり。
・2000～21年度の修繕費及び帳簿原価は、有価証券報告書を基に申請値に対応した設備区分で入力。一般送配電事業に係るもの（内燃力、送電、変電、配電）を除いて記載（ただし、法的分離前の実績値を一部含む。）。

【参考6】修繕費の推移【四国電力】

- 近年、原子力発電所の長期運転停止により修繕費が減少したが、公共工事設計労務単価との乖離を解消するための工事積算用労務費単価の値上げにより、2023年度以降は増加傾向。



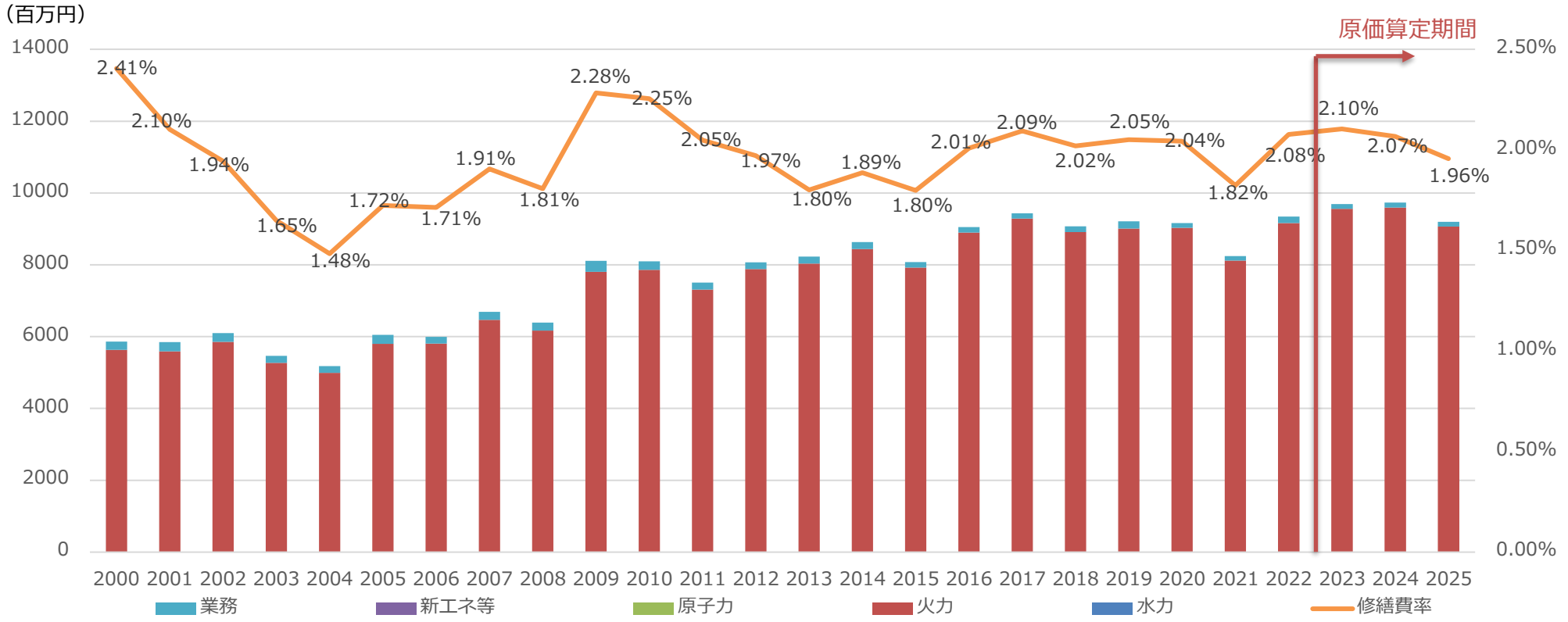
（単位：百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3年平均
水力	3,612	3,406	3,643	2,788	2,582	2,948	2,573	3,545	2,578	3,162	2,732	2,664	2,907	2,440	2,624	2,705	3,068	2,736	3,681	3,378	2,351	2,776	2,291	4,100	2,715	2,953	3,256
火力	14,394	13,744	13,500	9,621	12,271	9,942	10,268	9,831	14,468	12,404	13,512	11,868	12,854	12,328	13,371	13,647	15,216	13,075	14,581	19,707	12,593	8,964	9,241	18,640	10,032	18,884	15,852
原子力	19,863	20,679	21,570	24,120	23,732	17,588	22,698	17,792	19,995	19,950	16,999	18,446	10,013	9,213	6,240	9,312	7,938	15,706	5,134	6,086	10,187	10,205	5,499	10,972	13,818	11,465	12,085
新エネ等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	17	9	15	18	12	5	13	1	15	12	6	7	16	7	7	11	8
業務	409	447	424	396	347	347	336	340	374	349	399	408	326	271	261	286	336	334	337	326	408	386	471	521	490	587	533
合計	38,278	38,276	39,137	36,925	38,932	30,825	35,875	31,508	37,415	35,869	33,659	33,395	26,115	24,270	22,508	25,955	26,571	31,852	23,748	29,509	25,545	22,338	17,518	34,240	27,062	33,900	31,734
帳簿原価	1,351,669	1,455,508	1,453,685	1,462,058	1,472,855	1,476,797	1,476,794	1,474,965	1,468,107	1,481,935	1,513,681	1,529,568	1,540,004	1,557,028	1,571,277	1,568,284	1,585,194	1,594,960	1,576,686	1,572,822	1,571,376	1,614,100	1,612,644	1,669,176	1,732,710	1,752,263	1,718,050
修繕費率	2.83%	2.63%	2.69%	2.53%	2.64%	2.09%	2.43%	2.14%	2.55%	2.42%	2.22%	2.18%	1.70%	1.56%	1.43%	1.65%	1.68%	2.00%	1.51%	1.88%	1.63%	1.38%	1.09%	2.05%	1.56%	1.93%	1.85%

※2022年度は計画値。
※各年度の修繕費及び帳簿原価の算定方法は以下のとおり。
・業務は一体会社ベースの値から、託送供給等収支の値を控除（2000～04年度の算定については、2005年度の比率を用いて算定。）。

【参考7】修繕費の推移【沖縄電力】

- 新規の火力発電所の運転開始が予定されているが、修繕費は2023年度以降、ほぼ横ばい。



（単位：百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3年平均
水力																											
火力	5,631	5,592	5,854	5,273	4,990	5,799	5,809	6,467	6,165	7,807	7,863	7,307	7,878	8,037	8,441	7,922	8,898	9,290	8,911	9,007	9,031	8,116	9,165	9,561	9,594	9,064	9,407
原子力																											
新工ネ等																											
業務	228	257	244	189	190	248	184	221	228	305	233	196	188	190	195	151	152	145	162	204	135	127	182	128	137	134	133
合計	5,859	5,849	6,098	5,462	5,180	6,047	5,993	6,688	6,393	8,112	8,096	7,503	8,066	8,227	8,636	8,073	9,050	9,435	9,073	9,211	9,166	8,243	9,347	9,689	9,731	9,198	9,540
帳簿原価	243,525	278,312	313,668	331,075	349,109	350,768	349,781	350,967	353,659	355,204	359,146	366,391	409,151	456,701	457,718	448,851	450,683	450,492	449,127	448,991	448,442	452,200	449,943	460,402	470,809	470,281	467,164
修繕費率	2.41%	2.10%	1.94%	1.65%	1.48%	1.72%	1.71%	1.91%	1.81%	2.28%	2.25%	2.05%	1.97%	1.80%	1.89%	1.80%	2.01%	2.09%	2.02%	2.05%	2.04%	1.82%	2.08%	2.10%	2.07%	1.96%	2.04%

※2022年度は計画値。
※各年度の修繕費及び帳簿原価の算定方法は以下のとおり。
1：火力設備については離島分を除いて記載。
2：帳簿原価は、平均値「（期首値＋期末値）／2」で算定。

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論

6－1．　需要想定･供給力
6－2．　経営効率化
6－3．　燃料費
6－4．　購入･販売電力料
6－5．　原子力バックエンド費用
6－6．　人員計画･人件費
6－7．　修繕費
6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
6－9．　事業報酬
6－10．その他経費
6－11．公租公課
6－12．控除収益
6－13．費用の配賦
6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

【６－８．設備投資（減価償却費･固定資産除却費）】

①設備投資の概要

②各事業者の申請概要（設備投資）

③審査における論点

④減価償却費の確認結果

⑤固定資産除却費の確認結果

⑥非化石証書の販売収入の取扱い

設備投資の概要

- 設備投資については、**フローとストックの両方の観点**から審査を行う。
- 具体的には、

✓ **フロー**：**適正な時期**に、**適正な設備工事・設備除却**が行われているか。

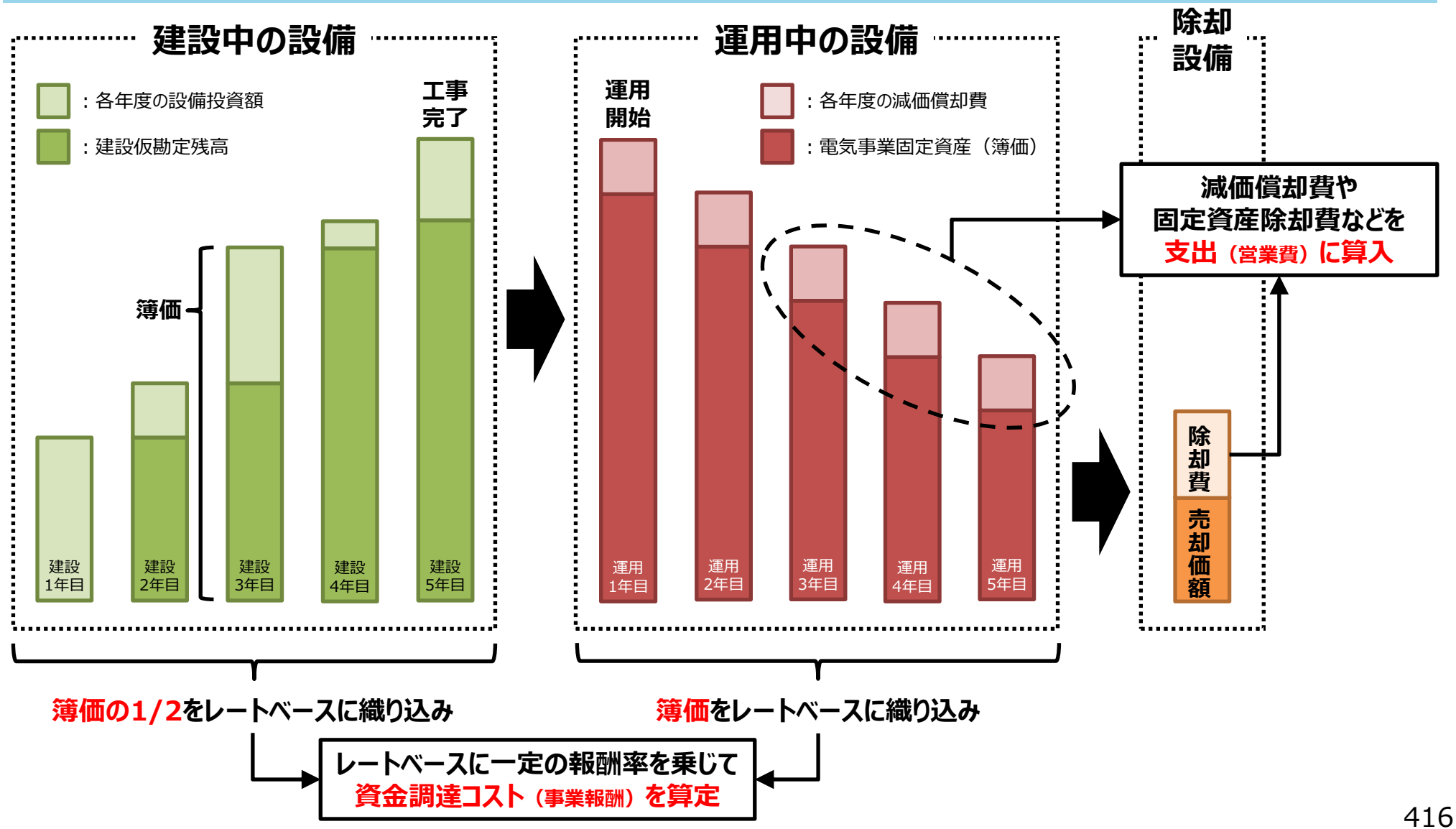
✓ **ストック**：**不使用設備**等が原価に算入されていないか。

といった観点が挙げられる。

- 設備投資と料金原価の関係は、次ページのとおりであり、主に、減価償却費・固定資産除却費・レートベースに関連する。

【参考】設備投資と料金原価の関係（イメージ）

- 「料金原価＝①支出（営業費）＋②資金調達コスト（事業報酬）－③収入（控除収益）」の関係であるところ、設備投資と料金原価の関係は、以下のとおり。



関係法令における規定（設備投資）①

- 料金算定規則に基づき、**減価償却費・固定資産除却費**は、**供給計画等を基に算定**する。
- また、**電気事業固定資産や建設仮勘定の平均帳簿価額**などが、**レートベース算定の基礎**となる。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

第二章　認可料金の算定
第一節　原価等の算定
（認可料金の原価等の算定）
第二条　（中略）みなし小売電気事業者（以下「事業者」という。）は、四月一日又は十月一日を始期とする一年間を単位とした将来の合理的な期間（以下「原価算定期間」という。）を定め、当該原価算定期間において電気事業を運営するに当たって必要であると見込まれる原価に利潤を加えて得た額（以下「原価等」という。）を算定しなければならない。
2　四月一日を始期とする原価算定期間を定めた場合にあっては、前項で定める原価等は、事業年度ごとに次条の規定により算定される営業費及び第四条の規定により算定される事業報酬の合計額から第五条の規定により算定される控除収益の額を控除して得た額（以下「期間原価等」という。）を合計した額とする。
3　（略）

（営業費の算定）
第三条　事業者は、営業費として、（中略）減価償却費、固定資産除却費（中略）（以下「営業費項目」という。）の額の合計額を算定（中略）しなければならない。
2　次の各号に掲げる営業費項目の額は、（中略）それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。
一・二　（略）
三　（中略）固定資産除却費（中略）　実績値及び供給計画等を基に算定した額
四・五　（略）
六　減価償却費　供給計画等を基に、電気事業固定資産（共用固定資産（附帯事業に係るものに限る。第四条において同じ。）、貸付設備その他の電気事業固定資産の設備のうち適当でないもの及び工事費負担金（貸方）を除く。）の帳簿価額及び帳簿原価に対し、それぞれ定率法及び定額法（法人税法施行令（昭和四十年政令第九十七号）に定める耐用年数及び残存価額を用いるものとする。以下この号において同じ。）により算定した額（取替資産の減価償却費については、その取替資産の帳簿原価の百分の五十に達するまで、定率法及び定額法により算定した額）
七～十一　（略）

関係法令における規定（設備投資）②

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（事業報酬の算定）

第四条　事業者は、事業報酬として、電気事業報酬の額を算定（中略）しなければならない。

2・3　（略）

4　次の各号に掲げるレートベースの額は、（中略）それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。

一　特定固定資産　電気事業固定資産（共用固定資産、貸付設備その他の電気事業固定資産の設備のうち適当でないもの及び工事費負担金（貸方）を除く。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

二　建設中の資産　建設仮勘定の事業年度における平均帳簿価額（資産除去債務相当資産を除く。）から建設中利子相当額及び工事費負担金相当額を控除した額に百分の五十を乗じて得た額

三　使用済燃料再処理関連加工仮勘定　使用済燃料再処理関連加工仮勘定の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

四　核燃料資産　核燃料の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

五　特定投資　長期投資（エネルギーの安定的確保を図るための研究開発、資源開発等を目的とした投資であって、電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効であると認められるものに係るものに限る。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

六　運転資本　営業資本の額（前条第一項に掲げる営業費項目の額の合計額から、退職給与金のうちの引当金純増額、燃料費のうちの核燃料費（核燃料減損額及び核燃料減損修正損（又は核燃料減損修正益（貸方））に限る。）、諸費（排出クレジットの自社使用に係る償却額に限る。）、貸倒損のうちの引当金純増額、固定資産税、雑税、減価償却費（リース資産及び資産除去債務相当資産に係るものを除く。）、固定資産除却費のうちの除却損、原子力発電施設解体費のうちの資産除去債務純計上額、原子力廃止関連仮勘定償却費、電源開発促進税、事業税、開発費償却、株式交付費償却、社債発行費償却及び法人税等並びに次条に掲げる控除収益項目の額の合計額を控除して得た額に、十二分の一・五を乗じて得た額をいう。）及び貯蔵品（火力燃料貯蔵品、新エネルギー等貯蔵品その他貯蔵品の年間払出額に、原則として十二分の一・五を乗じて得た額をいう。）を基に算定した額

七　繰延償却資産　繰延資産（株式交付費、社債発行費及び開発費に限る。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

5　報酬率は、次の各号に掲げる方法により算定した自己資本報酬率及び他人資本報酬率を三十対七十で加重平均した率とする。

一　自己資本報酬率　全てのみなし小売電気事業者たる法人（当該法人を子会社とする会社がある場合にあっては、当該会社を含む。以下この項において同じ。）を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下限として算定した率（全てのみなし小売電気事業者たる法人を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値が、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下回る場合には、国債、地方債等公社債の利回りの実績率）を基に算定した率

二　他人資本報酬率　全てのみなし小売電気事業者たる法人の有利子負債額の実績額に応じて当該有利子負債額の実績額に係る利子率の実績率を加重平均して算定した率

6　一般送配電事業の報酬率は、次の各号に掲げる方法により算定した自己資本報酬率及び他人資本報酬率を三十対七十で加重平均した率とする。

一・二　（略）

関係法令における規定（設備投資）③

- 料金審査要領に基づき、**真に不可欠な設備と認められない不使用設備**等に係る**減価償却費**は、**原価算入を認めない**。また、**固定資産除却費**についても、金額・時期等の**適正性を確認**する。
- **著しく低稼働な設備に係る減価償却費**等も、正当な理由がある場合（例：定期検査）を除き、**原価算入を認めない**。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２章 「原価等の算定」に関する審査
第２節 営業費
１．～３．（略）
４．設備関係費（減価償却費、固定資産除却費）については、経営効率化を評価するに当たっては、事業者一律の基準を設けることなく、個別に査定を行う。設備の調達等に当たり、複数の調達先があるものについては、入札等を行うことを原則とし、入札等を経たものは原価として認めるが、入札等を行わないものについては、申請事業者の調達価格や過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。火力発電所を新設・増設・リプレースする場合に入札を行わずに自社で建設する場合には、入札された場合に想定される価格低減効果等を基準に査定する。
減価償却費については、電気事業の運営にとって真に不可欠な設備と認められない不使用設備等に係るものについては、原価への算入を認めない。
固定資産除却費のうち、除却損については、除却物品の帳簿原価から減価償却累計額等を控除した額から当該除却物品の全部又は一部について適正な売却価額の見積額を控除することを前提に原価への算入を認める。また、除却費用については、除却に要する工事費等が適正であるかを確認する。この他、改良工事等に伴う除却費用は、改良工事等の時期が適正であるかを確認し、当該改良工事等の実施が適正な場合には、原価への算入を認める。
５．（略）
６．他の事業者の同種の設備と比較して、著しく低い稼働率となっている設備に係る減価償却費等の営業費については、正当な理由がある場合を除き原価への算入を認めない。

【６－８．設備投資（減価償却費･固定資産除却費）】

①設備投資の概要

②各事業者の申請概要（設備投資）

③審査における論点

④減価償却費の確認結果

⑤固定資産除却費の確認結果

⑥非化石証書の販売収入の取扱い

各事業者の申請概要①（設備投資額）（1/2）

- 各事業者の設備投資額について、現行原価・直近実績と、申請原価（2023～25年度の3年平均）との比較は、以下のとおり（※次ページは棒グラフで整理したもの）。

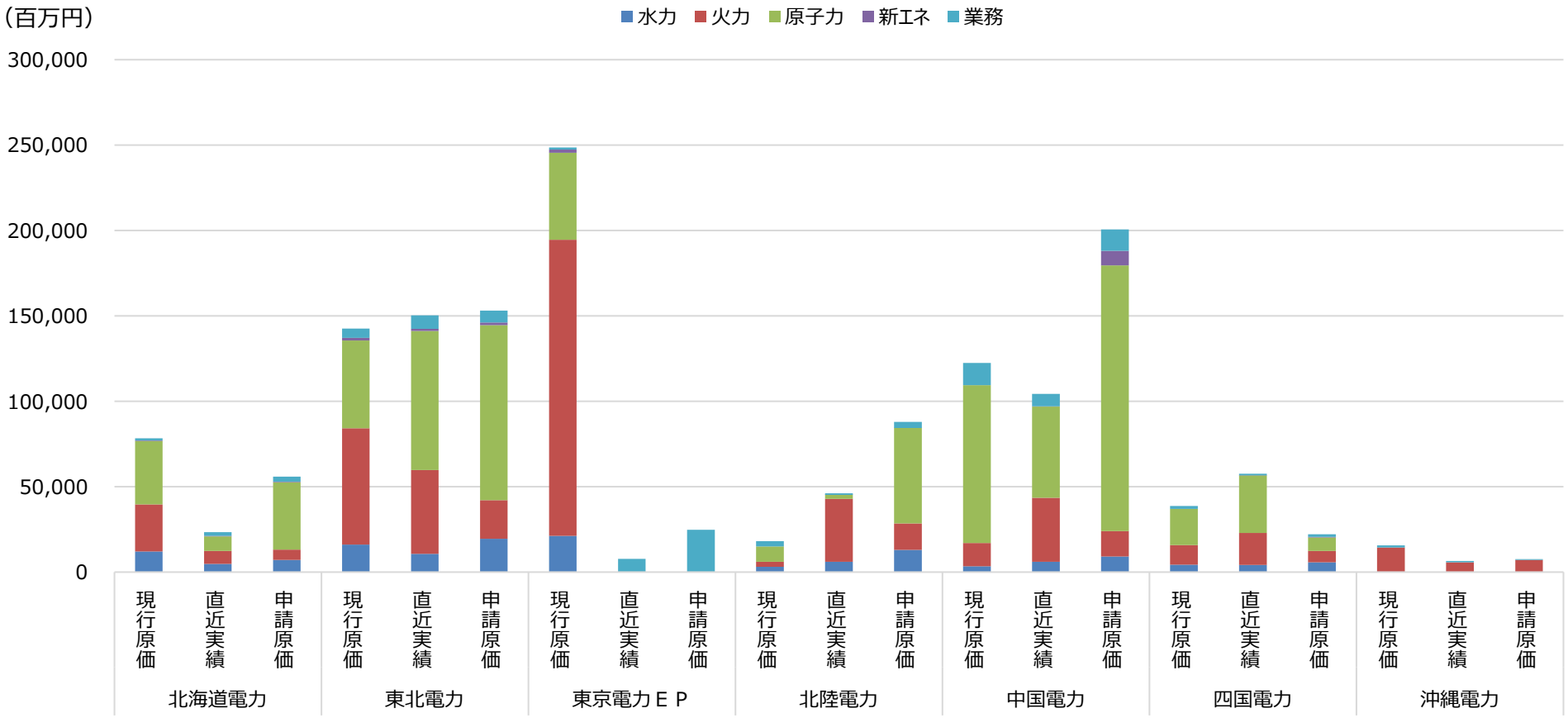
（単位:百万円）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP				北陸電力			
	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）
水力	12,082	4,859	7,116	58.9%	16,157	10,723	19,525	120.8%	21,163	–	–	–	3,139	5,978	13,030	415.1%
火力	27,611	7,531	5,983	21.7%	68,025	49,072	22,510	33.1%	173,420	–	–	–	2,863	36,978	15,525	542.3%
原子力	37,082	8,493	39,553	106.6%	51,400	81,442	102,470	199.4%	50,978	–	–	–	9,081	2,228	55,768	614.1%
新エネ	271	393	237	87.4%	1,500	1,125	1,669	111.3%	1,806	–	–	–	–	1	1	–
業務	1,237	2,029	2,935	237.3%	5,542	7,984	6,950	125.4%	1.295	7,760	24,806	1,915.5%	2,992	1,007	3,648	121.9%
合計	78,283	23,305	55,823	71.3%	142,623	150,348	153,124	107.4%	248,662	7,760	24,806	10.0%	18,075	46,192	87,972	486.7%

	中国電力				四国電力				沖縄電力			
	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）
水力	3,461	5,996	9,139	264.1%	4,268	4,140	5,669	132.8%	–	–	–	–
火力	13,502	37,445	14,853	110.0%	11,505	18,850	6,757	58.7%	14,383	5,763	7,194	50.0%
原子力	92,428	53,541	155,593	168.3%	21,254	33,692	7,928	37.3%	–	–	–	–
新エネ	–	14	8,414	–	–	12	206	–	–	–	–	–
業務	13,005	7,389	12,598	96.9%	1,681	829	1,654	98.4%	1,226	762	453	36.9%
合計	122,396	104,385	200,597	163.9%	38,709	57,525	22,215	57.4%	15,609	6,525	7,647	49.0%

※現行原価：東京は2012年料金改定時、北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。
※直近実績：2021年度

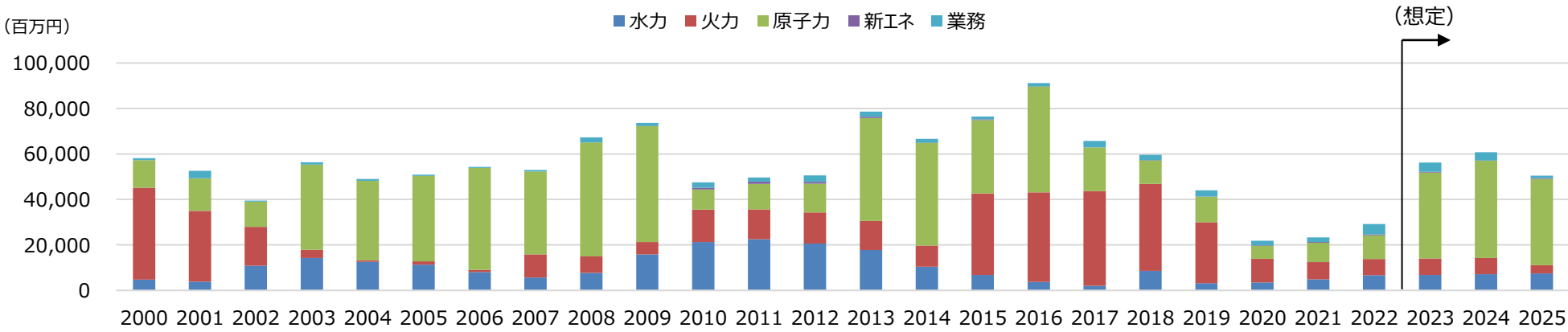
各事業者の申請概要①（設備投資額）（2/2）



※現行原価：東京は2012年料金改定時、北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。
※直近実績：2021年度

【参考】設備投資額の推移（北海道電力）

- **今回の原価算定期間（2023～25年度）では**、前回の料金値上げ（2013年）と比較して、**設備投資の総額は減少**。一方、**泊発電所3号機の再稼働に向けた安全対策工事の本格化**に伴って、**原子力の設備投資は増加傾向**。



（単位:百万円）

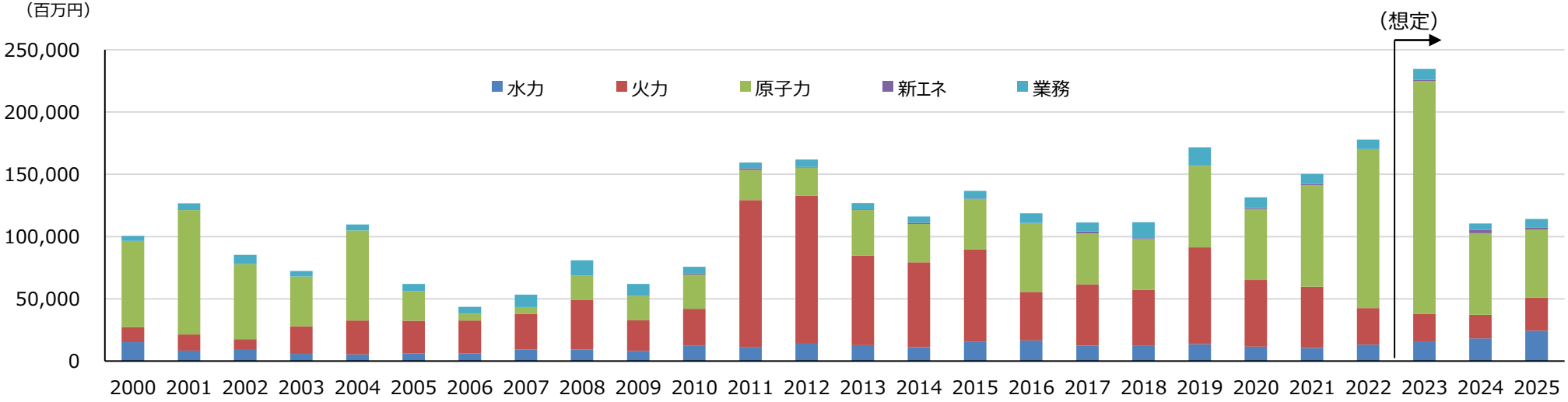
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	4,714	3,822	10,864	14,272	12,494	11,315	8,056	5,571	7,687	15,844	21,299	22,495	20,571	17,759	10,429	6,719	3,743	2,036	8,560	3,156	3,477	4,859	6,620	6,788	7,106	7,453	7,116
火力	40,402	31,139	17,016	3,589	737	1,486	1,002	10,271	7,174	5,358	14,212	13,159	13,693	12,824	9,195	35,883	39,369	41,662	38,254	26,861	10,369	7,531	7,165	7,238	7,120	3,591	5,983
原子力	12,109	14,345	11,163	37,462	35,001	37,520	44,754	36,415	50,161	51,100	8,855	11,178	12,700	45,249	45,320	32,367	46,622	19,185	10,414	11,130	5,690	8,493	10,399	37,797	42,872	37,987	39,553
新エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	738	1,044	808	526	25	243	58	0	24	190	220	393	406	377	37	297	237
業務	947	3,320	388	1,013	777	642	447	690	2,282	1,287	2,419	1,759	2,758	2,290	1,668	1,315	1,471	2,865	2,403	2,654	2,030	2,029	4,565	4,077	3,595	1,134	2,935
合計	58,172	52,626	39,431	56,336	49,009	50,963	54,259	52,947	67,304	73,650	47,523	49,635	50,530	78,648	66,637	76,527	91,263	65,748	59,655	43,991	21,786	23,305	29,155	56,277	60,730	50,462	55,823

※2022年度は計画値。

●水力　[2014年度]京極発電所１号機運転開始、[2015年度]京極発電所２号機運転開始、[2022年度]新得発電所運転開始　水力・火力設備：託送供給等収支計算書上、離島・非離島の区分が存在しないことから、実績値をそのまま採用。
●火力　[2002年度] 苫東厚真発電所４号機運転開始、[2018年度] 石狩湾新港発電所１号機運転開始、奈井江発電所1・2号機休止設備へ移行、[2023年度] 伊達発電所1・２号機休止設備へ移行（予定）
●原子力　[2009年度] 泊発電所3号機運転開始
●新エネ　[2011年度] 伊達ソーラー発電所
●業務　業務設備の投資額 ×（１－託送供給等収支の業務設備の減価償却費 ／ 一体会社ベースの業務設備の減価償却費）
2000～04年度の業務設備分は、2005年度の比率を用いて算定。

【参考】設備投資額の推移（東北電力）

- **<u>2023年度</u>**は、再稼働に向けた安全対策工事のため、**<u>原子力の設備投資が大幅に増加</u>**。また、火力の設備投資は減少傾向にあるが、水力は維持管理・設備改修のため増加傾向。



（単位:百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	15,224	8,422	9,719	5,912	5,501	6,317	6,253	9,470	9,284	8,153	12,587	11,368	13,983	12,794	11,166	15,498	16,571	12,352	12,155	13,688	11,578	10,723	13,133	15,916	18,220	24,438	19,525
火力	12,090	12,908	7,916	22,074	27,044	26,113	26,447	28,496	39,778	24,722	29,474	117,878	118,729	71,885	68,291	74,351	39,108	49,282	45,312	77,747	53,526	49,072	29,518	21,942	18,940	26,649	22,510
原子力	69,300	99,996	60,322	39,984	72,431	23,740	5,260	5,461	19,493	19,302	27,375	24,269	22,522	36,692	30,649	40,018	54,968	40,947	40,549	65,415	56,944	81,442	127,417	187,159	65,671	54,578	102,470
新エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	143	1,040	1,445	570	507	1,038	606	368	1,651	687	297	801	1,125	188	826	2,724	1,456	1,669
業務	3,976	5,329	7,419	4,303	4,676	5,901	5,609	10,030	12,397	9,707	5,344	4,491	6,173	5,141	4,889	6,277	7,732	7,183	12,785	14,436	8,627	7,984	7,589	8,864	5,054	6,933	6,950
合計	100,590	126,655	85,376	72,273	109,652	62,071	43,569	53,457	80,952	62,027	75,820	159,451	161,977	127,019	116,033	136,750	118,746	111,416	111,488	171,586	131,478	150,348	177,844	234,707	110,609	114,054	153,124

※各年度の設備投資額の算定方法

●2000～15年度
水力・火力設備：託送供給等収支計算書上、離島・非離島の区分が存在しないことから、実績値をそのまま採用。
業務設備：託送供給等収支計算書より、減価償却費（一般管理費）の非NW配賦比率を算出し、全社の業務設備投資額に掛け合わせ。なお、2007年度以前における減価償却費の非NW配賦比率については、2008年度の比率を一律適用。

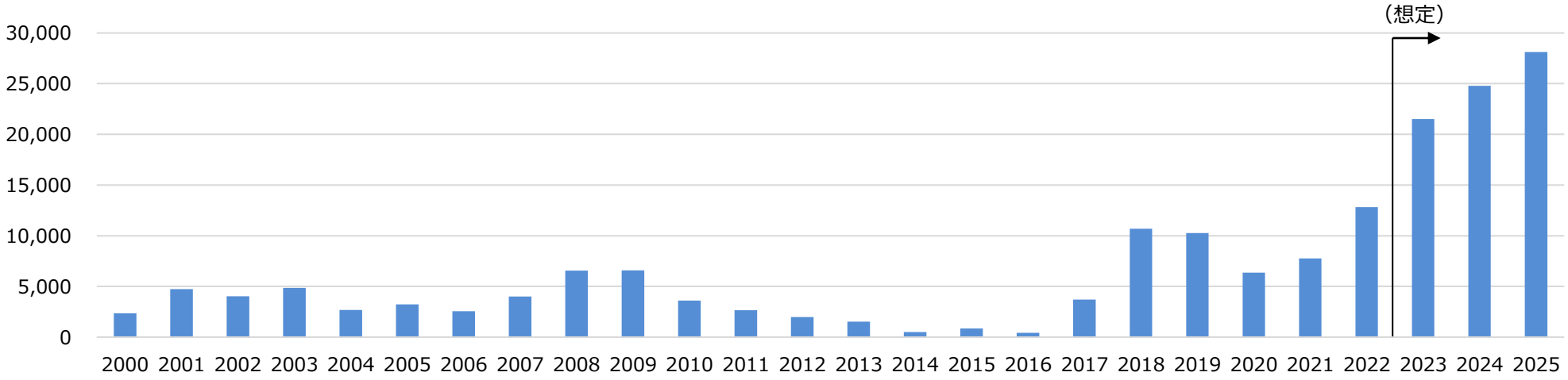
●2016～17年度
託送供給等収支計算書より、各設備ごとの「NW分減価償却費／全社減価償却費」比率を各年度算出し、設備投資額に掛け合わせ。

●2018～19年度
2018年度よりHD分実績に即した社内管理区分を設けたため、同区分により抽出。

※2022年度は計画値。

【参考】設備投資額の推移（東京電力EP）

- 東京電力EPは発電設備を持たないため、今回の値上げ申請では、**業務設備のみを織り込み**。
- **セキュリティリスク**などへの対応、保守期限切れに伴う**システムやソフトウェア等のリプレース**対応、**業務効率化等のための新規システムの構築**（カスタマーセンターの受付業務へのAI導入など）、**既存システムの改良**（WEBサービスの機能向上など）などに伴い、**設備投資額は増加傾向**。



（単位:百万円）

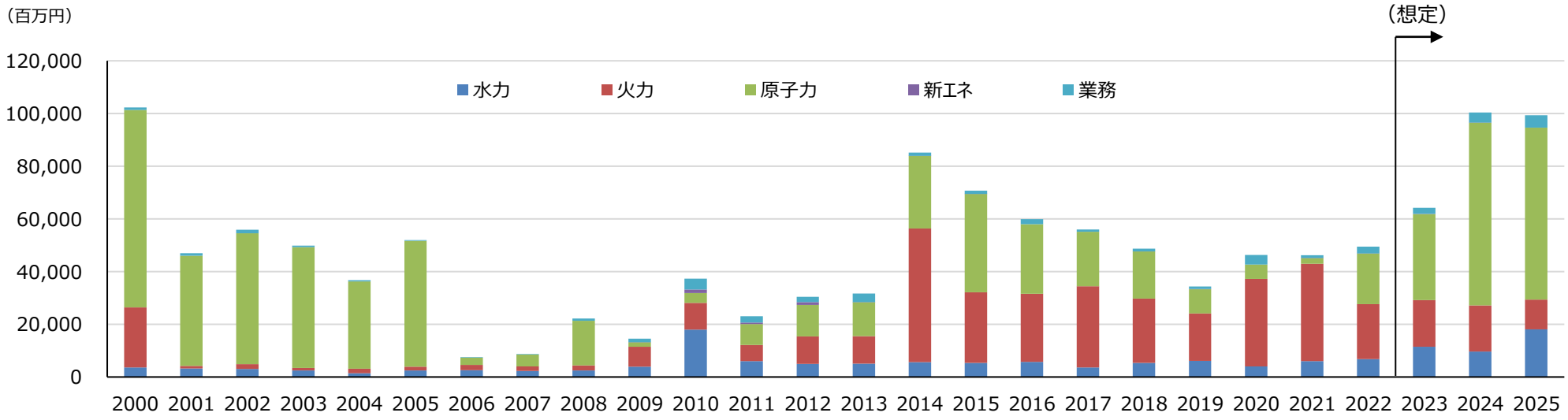
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025平均
業務設備	2,341	4,730	4,039	4,867	2,671	3,226	2,561	4,017	6,562	6,582	3,612	2,658	1,981	1,517	510	841	437	3,717	10,680	10,268	6,350	7,760	12,820	21,505	24,789	28,123	24,806

●算定方法：業務設備の投資額 ×（１－（託送供給等収支の業務設備の減価償却費 ／ 一体会社ベースの業務設備の減価償却費））
●備考：2000～04年度の業務設備分は、2005年度の比率を用いて算定。

※2022年度は計画値。

【参考】設備投資額の推移（北陸電力）

- **<u>2024･25年度</u>**は、再稼働に向けた安全対策工事のため、**<u>原子力の設備投資が大幅に増加</u>**。
  また、水力は大規模改修工事、業務は会計・購買システムの更新等により増加傾向。



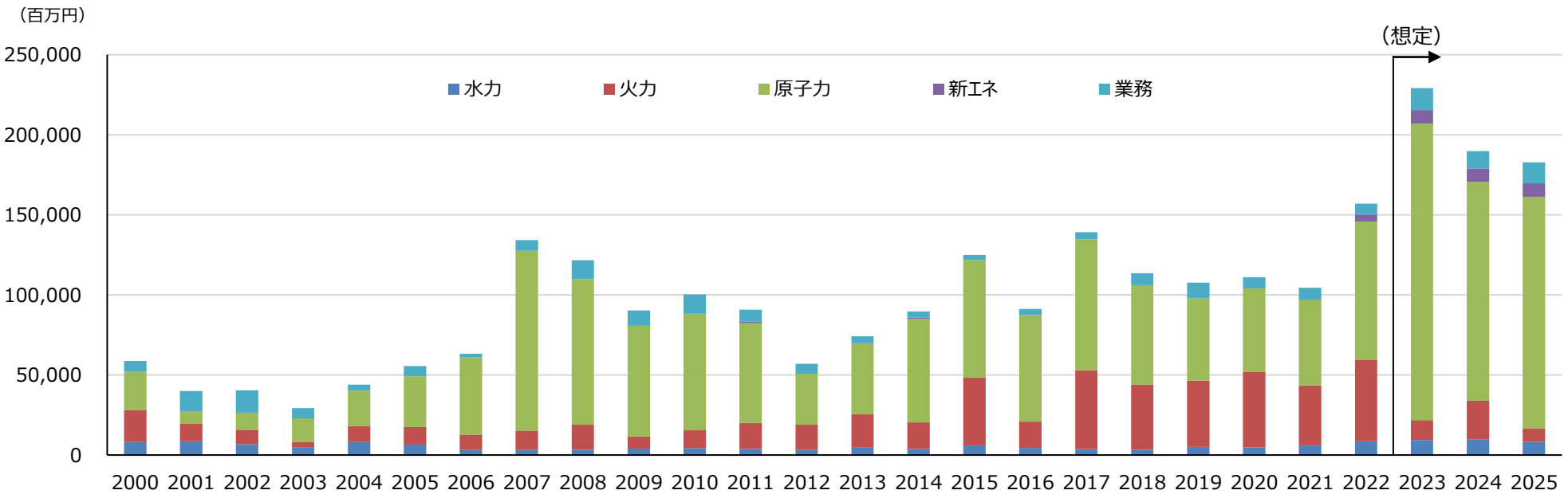
（単位:百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	3,613	3,195	2,982	2,438	1,372	2,419	2,515	2,310	2,433	3,922	17,996	6,004	4,921	4,995	5,572	5,358	5,680	3,576	5,310	6,049	4,000	5,978	6,775	11,418	9,622	18,051	13,030
火力	22,810	948	1,878	987	1,727	1,449	2,023	1,629	1,981	7,484	10,069	6,114	10,419	10,516	50,767	26,765	25,859	30,858	24,460	17,993	33,182	36,978	20,817	17,740	17,537	11,298	15,525
原子力	74,863	41,853	49,625	45,795	33,103	47,787	2,765	4,504	16,861	1,774	3,752	7,957	12,034	12,853	27,603	37,314	26,394	20,614	17,885	9,262	5,470	2,228	19,286	32,683	69,389	65,232	55,768
新エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	1,340	524	1,012	1	2	10	0	0	4	28	0	1	1	1	3	0	1
業務	991	926	1,330	566	506	295	269	255	890	1,305	4,158	2,423	2,038	3,293	1,168	1,253	1,950	942	1,018	1,006	3,590	1,007	2,531	2,369	3,810	4,764	3,648
合計	102,277	46,922	55,815	49,786	36,708	51,950	7,572	8,698	22,165	14,498	37,317	23,022	30,424	31,658	85,111	70,701	59,883	55,990	53,202	34,338	46,242	46,192	49,410	64,211	100,361	99,345	87,972

※2000～19年度における業務設備分は、「一体会社ベースの業務設備×（１－託送供給等収支の業務設備の減価償却費/一体会社ベースの業務設備の減価償却費）」で算定。2000～07年度の業務設備分は、2008年度の上記比率を用いて算定。
※2022年度は計画値。

【参考】設備投資額の推移（中国電力）

- 再稼働に向けた安全対策工事のため、**原子力の設備投資が大幅に増加**。また、新エネは分散型太陽光の設置、業務は情報通信関連システムの開発等により、増加傾向。



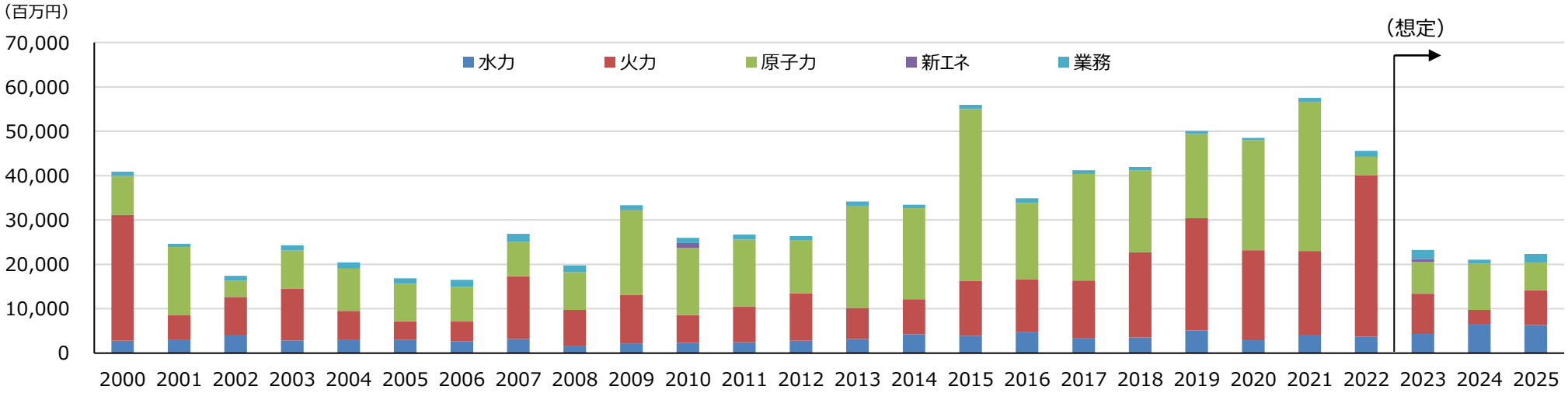
（単位:百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	8,112	8,527	6,665	4,828	8,037	6,540	3,168	3,066	3,233	4,006	4,278	3,695	3,062	4,529	3,796	5,953	4,354	3,681	3,317	5,087	4,692	5,996	8,555	9,413	9,816	8,188	9,139
火力	20,068	10,916	9,049	3,366	10,008	10,982	9,466	12,159	15,742	7,547	11,146	16,364	15,883	20,879	16,590	42,329	16,513	49,293	40,586	41,336	47,293	37,445	51,011	12,316	23,984	8,258	14,853
原子力	23,872	7,940	10,610	14,617	22,249	31,564	48,396	112,198	90,919	69,115	72,498	62,242	31,769	44,030	64,572	73,445	66,415	81,749	62,118	51,310	52,115	53,541	86,183	185,189	136,733	144,857	155,593
新エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	200	893	25	459	789	0	7	0	0	0	6	14	4,380	8,428	8,410	8,404	8,414
業務	6,695	12,553	14,079	6,469	3,639	6,511	2,168	6,788	11,701	9,468	12,155	7,532	6,166	4,227	3,825	3,145	3,905	4,334	7,432	9,894	6,833	7,389	6,876	13,804	10,883	13,108	12,598
合計	58,747	39,936	40,403	29,280	43,933	55,597	63,198	134,211	121,595	90,162	100,277	90,726	56,905	74,124	89,572	124,872	91,194	139,057	113,453	107,627	110,939	104,385	157,005	229,150	189,826	182,815	200,597

※業務設備の投資額は、以下の計算方法で分社化前（2000～19年度）の実績額を算定。
　業務設備×（１－託送供給等収支の業務設備の減価償却費／一体会社ベースの業務設備の減価償却費）
　なお、離島分については、分社化前の会計区分がされておらず、水力、火力、業務設備から離島分を除くことが困難であるため、一体会社の実績額。
※2022年度は計画値。

【参考】設備投資額の推移（四国電力）

- 原価算定期間（2023～25年度）において、**設備投資は減少傾向**にあるが、水力では設備改良・主要機器の取替等を予定。また、業務の設備投資は次世代スマートメーター関連システム用サーバの導入など情報システム関連投資等により、増加傾向。



（単位:百万円）

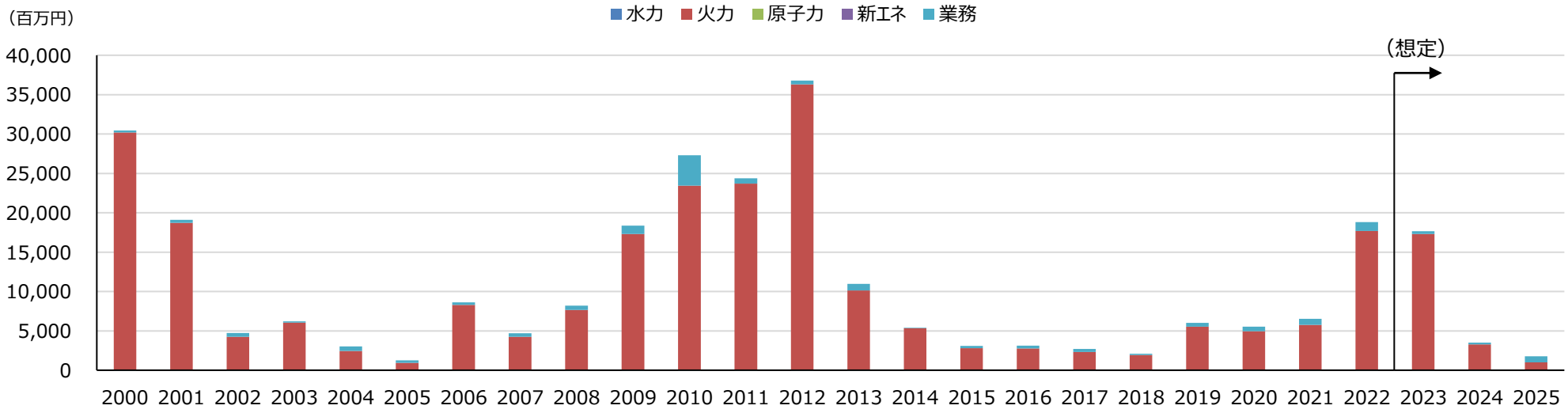
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025平均
水力	2,795	3,070	4,094	2,815	3,037	2,924	2,621	3,142	1,667	2,178	2,294	2,461	2,773	3,172	4,219	3,916	4,809	3,259	3,525	5,052	2,888	4,140	3,695	4,294	6,416	6,297	5,669
火力	28,324	5,428	8,529	11,725	6,455	4,233	4,493	14,135	8,081	10,942	6,271	8,037	10,696	6,981	7,912	12,285	11,754	13,057	19,208	25,348	20,259	18,850	36,337	9,094	3,312	7,865	6,757
原子力	8,819	15,424	3,707	8,595	9,553	8,451	7,763	7,821	8,473	19,124	15,118	15,089	11,995	23,045	20,497	38,772	17,225	24,060	18,491	19,001	24,832	33,692	4,226	7,129	10,459	6,195	7,928
新エネ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	1,088	-	0	-	0	-	-	-	-	-	-	12	5	618	-	-	-	206
業務	942	707	1,091	1,128	1,402	1,206	1,652	1,752	1,538	1,064	1,194	1,127	894	961	787	965	1,098	817	694	647	490	829	1,335	2,103	877	1,982	1,654
合計	40,880	24,629	17,421	24,263	20,448	16,815	16,531	26,851	19,761	33,318	25,967	26,716	26,360	34,161	33,416	55,939	34,889	41,194	41,920	50,050	48,470	57,525	45,600	23,240	21,065	22,341	22,215

※業務設備の投資額は、以下の計算方法で分社化前（2000～19年度）の実績額を算定。
業務設備 ×（１－託送供給等収支の業務設備の減価償却費／一体会社ベースの業務設備の減価償却費） 2000～04年度の業務設備分は、2005年度の比率を用いて算定。

※2022年度数値は計画値。

【参考】設備投資額の推移（沖縄電力）

- **<u>2023年度</u>**は、**<u>火力の高経年化・カーボンニュートラル化のための設備投資</u>**が予定されているが、2024年度以降は縮小。



（単位:百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
火力	30,205	18,727	4,250	6,058	2,436	938	8,302	4,257	7,647	17,291	23,455	23,697	36,307	10,129	5,342	2,793	2,758	2,309	1,926	5,524	4,975	5,763	17,690	17,300	3,274	1,008	7,194
原子力	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
新エネ	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
業務	257	368	468	166	593	325	314	443	555	1,065	3,849	674	489	836	52	300	366	402	165	485	572	762	1,113	350	230	780	453
合計	30,462	19,095	4,718	6,224	3,029	1,263	8,616	4,700	8,202	18,356	27,304	24,371	36,796	10,965	5,394	3,093	3,124	2,711	2,091	6,009	5,547	6,525	18,803	17,650	3,504	1,788	7,647

※業務は、離島分を区分することが困難であるため、「一体会社ベースの設備投資額（業務）×（1-託送供給等収支の償却費（一般管）／一体会社ベースの償却費（一般管）」で算定。2000～04年度の業務の算定については、託送収支を公表していないため、2005年度の託送収支をもとに算定。
※2022年度は計画値。

各事業者の申請概要②（減価償却費）（1/2）

- 各事業者の減価償却費について、現行原価・直近実績と、申請原価（2023～25年度の3年平均）との比較は、以下のとおり（※次ページは棒グラフで整理したもの）。

（単位:百万円）

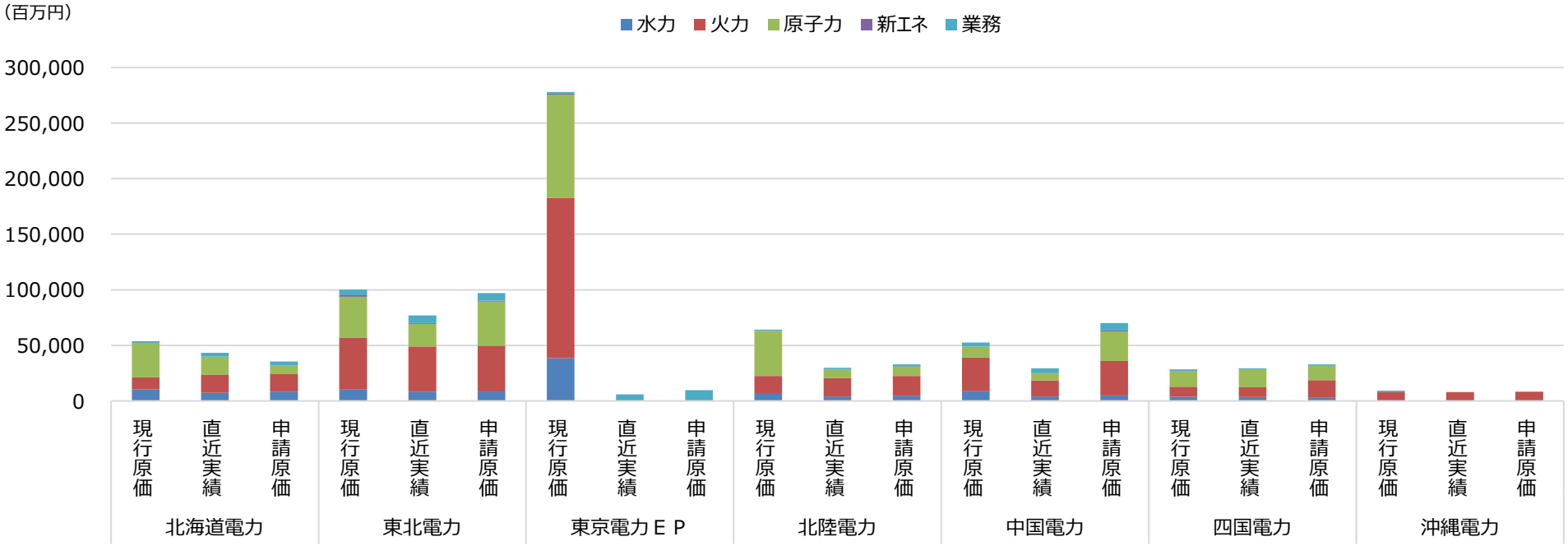
	北海道電力				東北電力				東京電力ＥＰ				北陸電力			
	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）
水力	10,474	7,340	8,005	76.4%	10,784	8,078	8,523	79.0%	38,757	－	－	－	6,347	4,117	4,774	75.2%
火力	10,807	16,067	16,212	150.0%	46,403	40,978	41,294	89.0%	143,856	－	－	－	16,220	16,462	17,715	109.2%
原子力	30,372	16,542	7,647	25.2%	36,709	20,319	39,658	108.0%	93,026	－	－	－	40,382	7,994	8,740	21.6%
新エネ	335	194	269	80.3%	1,315	718	784	59.6%	950	－	－	－	0	67	67	－
業務	1,713	3,202	3,362	196.3%	4,979	6,875	6,875	138.1%	1,358	6,050	9,823	723.3%	1,236	1,306	1,650	133.5%
合計	53,702	43,355	35,495	66.1%	100,191	76,972	97,134	96.9%	277,946	6,050	9,823	3.5%	64,185	29,946	32,946	51.3%

	中国電力				四国電力				沖縄電力			
	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）
水力	8,892	4,007	4,923	55.4%	3,944	3,529	2,994	75.9%	－	－	－	－
火力	30,310	14,427	31,183	102.9%	9,003	8,743	15,815	175.7%	7,908	7,956	8,334	105.4%
原子力	9,913	7,000	26,426	266.6%	13,977	16,381	13,199	94.4%	－	－	－	－
新エネ	0	53	999	－	80	30	52	65.0%	－	－	－	－
業務	3,390	3,957	6,582	194.2%	1,379	799	848	61.5%	1,340	259	333	24.9%
合計	52,505	29,446	70,113	133.5%	28,385	29,484	32,910	115.9%	9,248	8,216	8,667	93.7%

※現行原価：東京は2012年料金改定時、北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。
※直近実績：2021年度

各事業者の申請概要②（減価償却費）（2/2）

- **減価償却費は**、投下した資本を回収するために、固定資産における価値の減少分を耐用年数に応じて費用認識したものであり、供給計画等を基に、**電気事業固定資産の帳簿価額及び帳簿原価**に対し、**定率法及び定額法により算定した費用**である。
- 各事業者とも、競争環境下で既存設備の維持管理を図ることを目的に、減価償却方法を**国際会計基準**に準拠する**定率法から定額法に変更**している。
  （北海道・北陸・中国：2019年度、東北：2021年度、東京・四国・沖縄：2022年度）
- 各事業者は、事業の用に供した時点で償却を開始し、生産高比例法のように稼働状況に応じて償却するのではなく、時の経過に応じて償却を行っている。



※現行原価：東京は2012年料金改定時、北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。
※直近実績：2021年度

各事業者の申請概要③（固定資産除却費）（1/2）

- 各事業者の固定資産除却費について、現行原価・直近実績と、申請原価（2023～25年度の3年平均）との比較は、以下のとおり（※次ページは棒グラフで整理したもの）。

（単位:百万円）

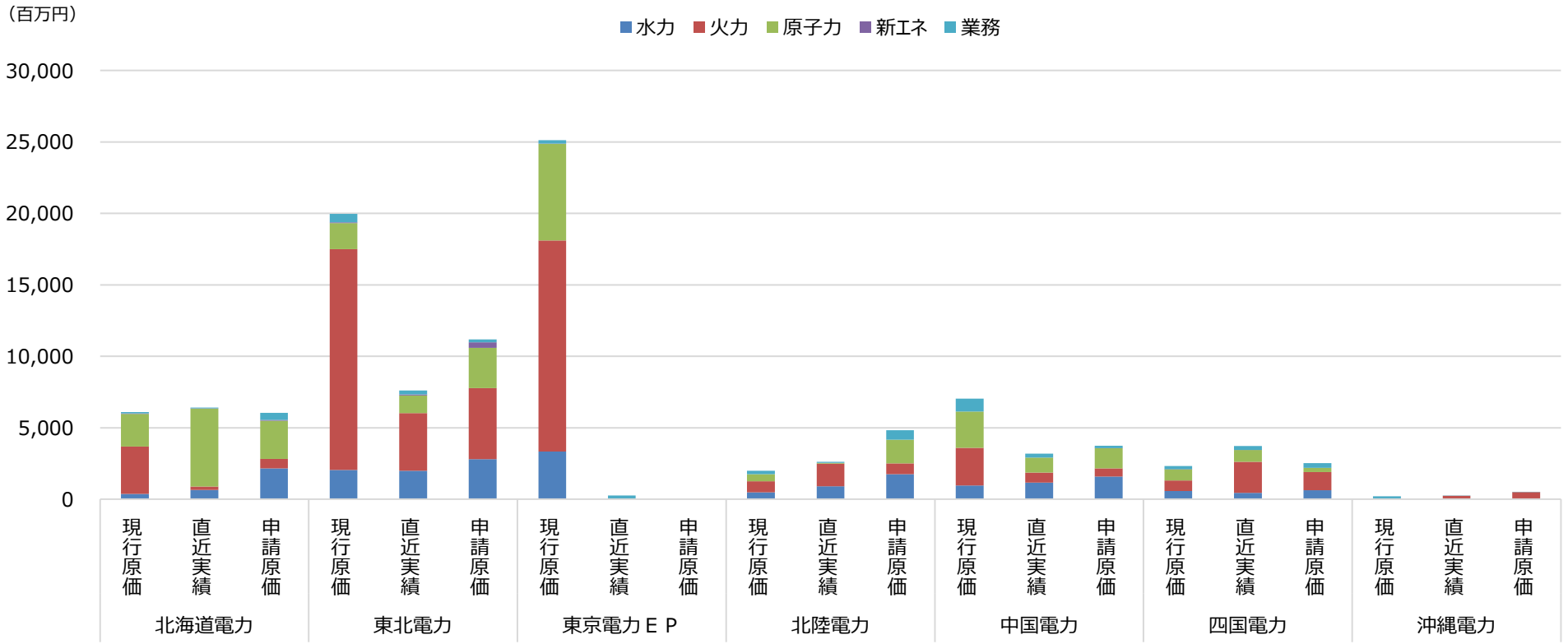
	北海道電力				東北電力				東京電力ＥＰ				北陸電力			
	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）
水力	370	640	2,163	584.6%	2,057	1,991	2,808	136.5%	3,340	－	－	－	486	915	1,760	362.1%
火力	3,310	247	664	20.1%	15,445	4,029	4,970	32.2%	14,772	－	－	－	777	1,570	740	95.2%
原子力	2,300	5,459	2,672	116.2%	1,821	1,236	2,811	154.4%	6,759	－	－	－	487	68	1,672	343.3%
新エネ	24	12	48	200.0%	58	78	384	662.1%	12	－	－	－	0	0	0	－
業務	91	53	504	553.8%	578	268	209	36.2%	231	259	9	3.9%	248	58	656	264.5%
合計	6,095	6,413	6,051	99.3%	19,959	7,604	11,182	56.0%	25,113	259	9	0.0%	1,998	2,611	4,828	241.6%

	中国電力				四国電力				沖縄電力			
	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）	現行原価（A）	直近実績【参考】	申請原価（B）	増減（B／A）
水力	970	1,161	1,579	162.8%	574	451	632	110.1%	－	－	－	－
火力	2,629	701	578	22.0%	745	2,176	1,267	170.1%	18	251	500	2777.8%
原子力	2,536	1,052	1,415	55.8%	779	824	304	39.0%	－	－	－	－
新エネ	0	0	1	－	1	1	－	－	－	－	－	－
業務	908	284	174	19.2%	217	279	327	150.7%	197	1	6	3.0%
合計	7,043	3,199	3,747	53.2%	2,317	3,733	2,532	109.3%	216	252	506	234.3%

※現行原価：東京は2012年料金改定時、北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。
※直近実績：2021年度

各事業者の申請概要③（固定資産除却費）（2/2）

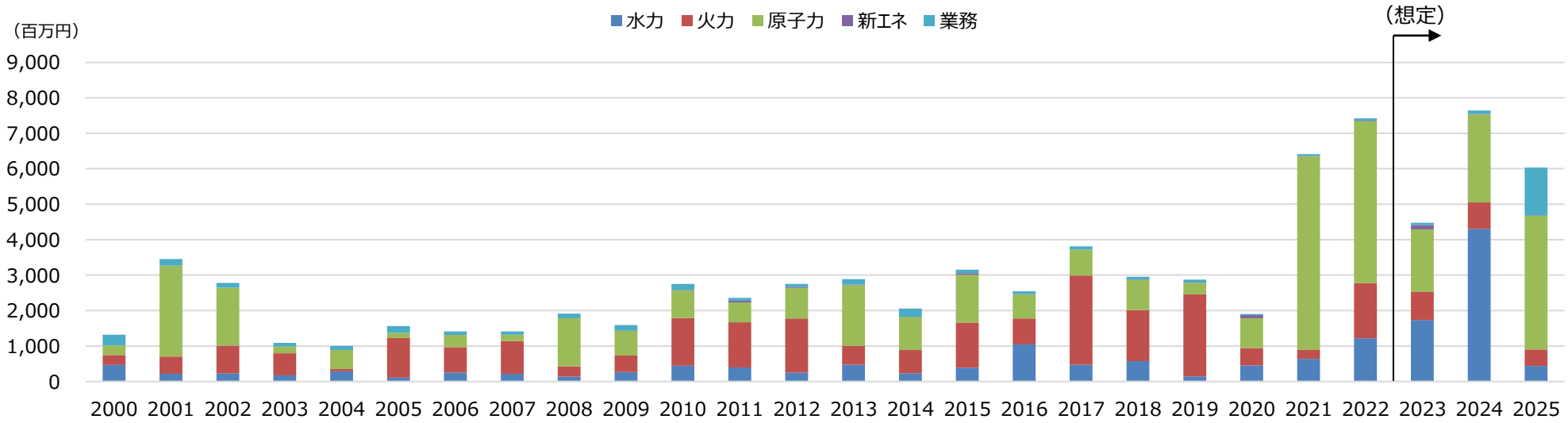
- **<u>固定資産除却費</u>**は、固定資産の除却に伴い生ずる費用であり、**<u>固定資産除却損（帳簿価額と売却価額との差）及び除却費用（工事費）</u>**が含まれる。
- 各事業者の固定資産除却費に係る比較は、以下のとおり。



※現行原価：東京は2012年料金改定時、北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。
※直近実績：2021年度

【参考】固定資産除却費の推移（北海道電力）

- 経年化による水力発電所の大規模改修工事や、原子力安全対策工事に伴う関連除却により**増加傾向**。



（単位:百万円）

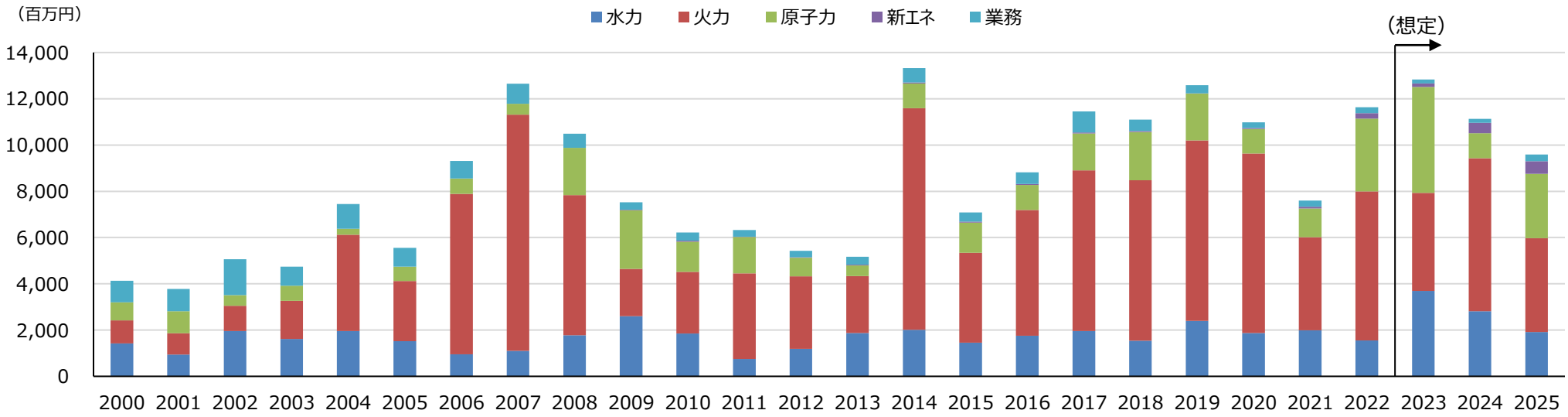
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025平均
水力	468	220	231	175	289	107	250	216	141	270	449	394	256	478	230	386	1,050	478	574	146	455	640	1,216	1,737	4,308	442	2,163
火力	280	486	780	625	66	1,118	720	928	287	465	1,346	1,273	1,521	525	660	1,275	727	2,510	1,437	2,315	485	247	1,555	788	743	461	664
原子力	273	2,564	1,634	193	538	144	343	178	1,355	697	783	564	859	1,714	929	1,348	683	733	863	317	846	5,459	4,572	1,769	2,480	3,767	2,672
新エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	46	33	10	1	47	4	0	2	11	90	12	13	117	15	13	48
業務	299	183	139	101	108	197	102	94	133	160	173	81	85	159	240	100	81	88	78	85	32	53	67	68	98	1,347	504
合計	1,320	3,453	2,784	1,094	1,001	1,569	1,416	1,418	1,918	1,596	2,754	2,360	2,756	2,888	2,063	3,157	2,547	3,811	2,956	2,876	1,912	6,413	7,423	4,479	7,644	6,030	6,051

※算定方法：業務設備について、2005～19年度は、一体会社ベースの業務設備の固定資産除却費から託送費用相当額を控除して算定。
※備考：2000～04年度は、各年度の一体会社ベースの固定資産除却費に2005年度の比率を乗じて算定。

※2022年度は計画値。

【参考】固定資産除却費の推移（東北電力）

- 老朽化が進み、低効率となっている秋田火力発電所4号などに関し、廃止後速やかに除却工事を実施することとしているが、除却対象設備の減少などにより、**全体として横ばい傾向**。



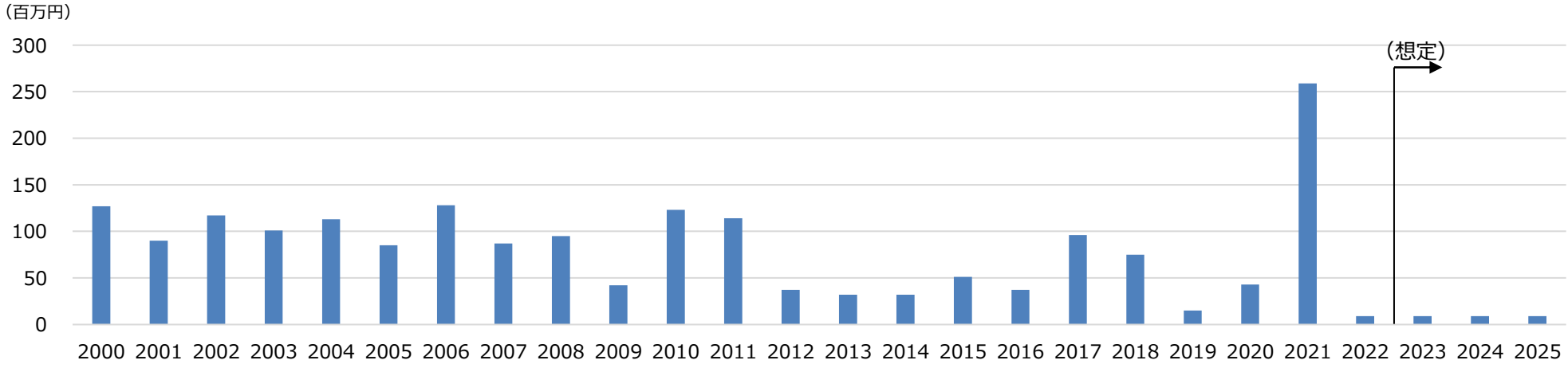
（単位:百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	1,419	946	1,961	1,618	1,958	1,516	955	1,099	1,778	2,603	1,848	747	1,188	1,870	2,008	1,457	1,751	1,963	1,546	2,399	1,869	1,991	1,551	3,688	2,819	1,915	2,808
火力	997	912	1,089	1,642	4,168	2,606	6,938	10,215	6,057	2,043	2,672	3,711	3,135	2,465	9,583	3,884	5,439	6,939	6,936	7,800	7,763	4,029	6,446	4,241	6,613	4,058	4,971
原子力	790	958	463	660	258	616	661	470	2,040	2,536	1,304	1,570	809	464	1,070	1,302	1,080	1,593	2,086	2,021	1,064	1,236	3,150	4,579	1,074	2,782	2,811
新エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	44	14	13	26	44	48	49	51	40	12	41	78	234	157	451	543	384
業務	925	959	1,548	820	1,061	821	761	867	615	329	346	288	284	349	619	391	504	904	496	358	244	268	249	169	170	287	209
合計	4,131	3,775	5,061	4,740	7,445	5,559	9,315	12,651	10,490	7,527	6,214	6,330	5,429	5,174	13,324	7,082	8,823	11,450	11,104	12,590	10,983	7,604	11,630	12,834	11,127	9,585	11,182

※2000～15年度：
【水力・火力設備】託送供給等収支計算書上、離島・非離島の区分が存在しないことから、全社実績値をそのまま採用。
【業務設備】託送供給等収支計算書より、固定資産除却費（一般管理費）の非NW配賦比率を算出し、全社の固定資産除却費実績に掛け合わせ。なお、2007年度以前における減価償却費の非NW配賦比率については、2008年度の比率を一律適用。
※2016～19年度：
託送収支等計算書より各設備のNW分固定資産除却費実績を取得し、全社実績より控除。
※2022年度は計画値。

【参考】固定資産除却費の推移（東京電力EP）

- 東京電力EPは、発電設備が無く、業務設備のみ保有しており、固定資産除却費は**低い水準で推移**。



（単位:百万円）

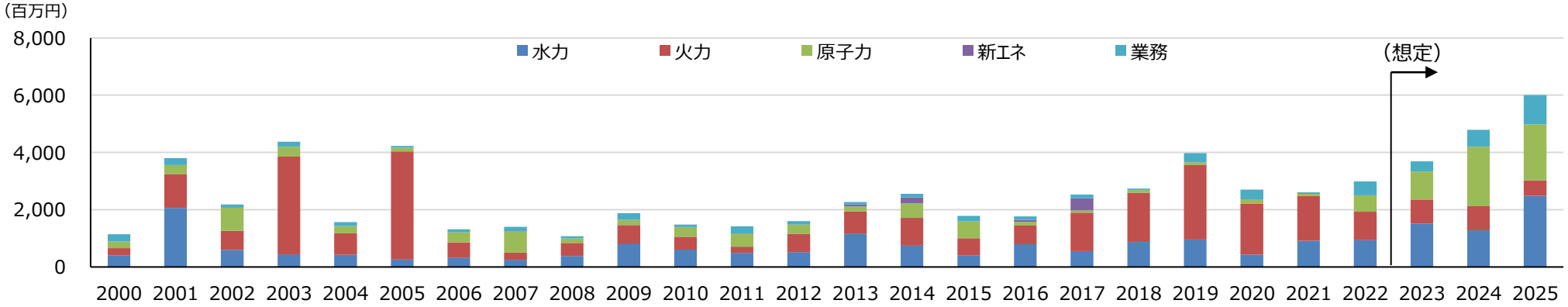
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
業務設備	127	90	117	101	113	85	128	87	95	42	123	114	37	32	32	51	37	96	75	15	43	259	9	9	9	9	9

※算定方法：2005～15年度の業務設備分は、一体会社ベースの業務設備の固定資産除却費から託送費用相当額を控除して算定。
※備考：2000～04年度の業務設備分は、各年度の一体会社ベースの固定資産除却費に2005年度の比率を乗じて算定。

※2022年度は計画値。

【参考】固定資産除却費の推移（北陸電力）

- 水力発電所の大規模改修工事や志賀原子力発電所の安全対策工事などに伴う関連除却の増加により、**増加傾向**。



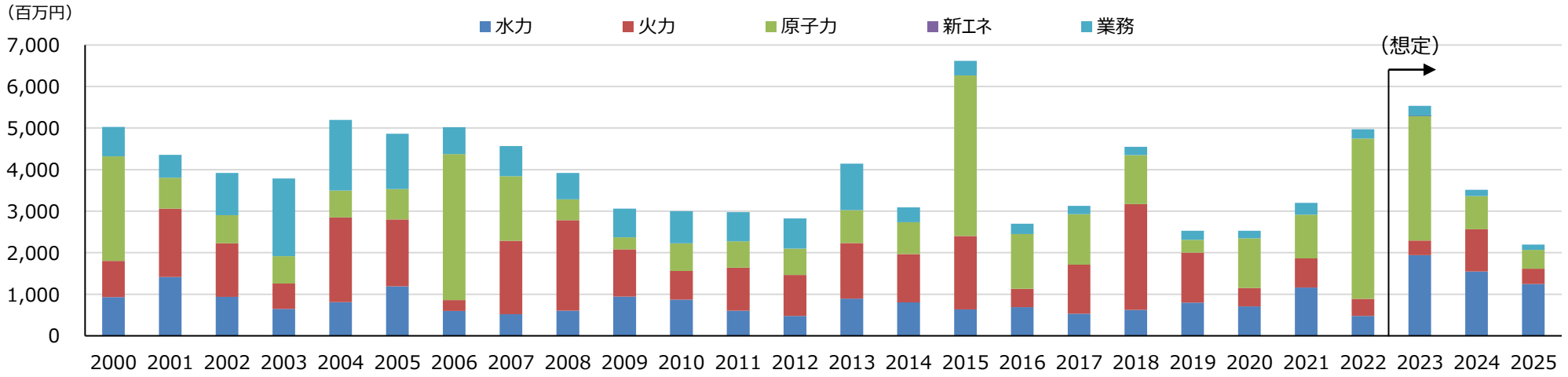
（単位:百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	399	2,059	600	442	419	255	332	247	382	794	601	492	519	1,147	747	395	793	552	876	961	431	915	935	1,512	1,283	2,486	1,760
火力	261	1,191	665	3,409	762	3,784	523	257	456	672	452	216	642	790	969	611	656	1,344	1,712	2,603	1,773	1,570	992	845	836	538	740
原子力	229	311	802	348	245	127	358	749	159	182	335	459	318	180	507	587	125	82	94	91	163	68	578	980	2,081	1,956	1,672
新エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	63	213	0	71	417	0	0	0	0	0	0	0	0	0
業務	252	239	116	175	140	63	102	148	76	230	86	244	122	87	119	189	125	133	57	317	339	58	485	357	587	1,026	656
合計	1,141	3,800	2,183	4,374	1,566	4,229	1,315	1,401	1,073	1,878	1,479	1,416	1,600	2,267	2,554	1,783	1,770	2,528	2,738	3,972	2,707	2,611	2,991	3,694	4,787	6,006	4,828

※2000～19年度における業務設備分は、「一体会社ベースの業務設備×（１－託送供給等収支の業務設備の減価償却費／一体会社ベースの業務設備の減価償却費）」で算定。
2000～07年度の業務設備分は、2008年度の上記比率を用いて算定。
※2022年度は計画値。

【参考】固定資産除却費の推移（中国電力）

- 原子力発電所の新規制基準対応工事に伴う除却工事などに伴い、**2023年度は増加**するが、**2024～25年度は減少傾向**。



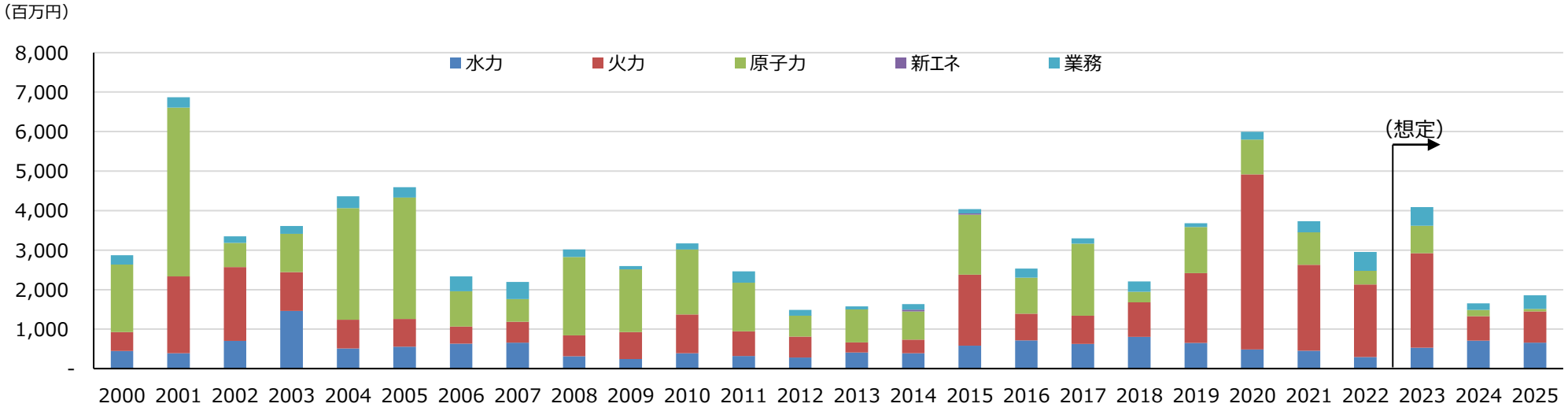
（単位:百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	932	1,413	937	644	809	1,190	598	521	606	944	870	602	476	897	805	635	689	531	625	797	706	1,161	477	1,941	1,549	1,247	1,579
火力	873	1,650	1,286	613	2,037	1,610	263	1,766	2,176	1,134	690	1,034	985	1,336	1,161	1,764	441	1,182	2,543	1,205	445	701	412	352	1,017	367	578
原子力	2,512	741	683	661	649	731	3,511	1,552	504	291	665	638	638	788	770	3,866	1,319	1,212	1,182	306	1,195	1,052	3,858	2,997	798	452	1,415
新エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
業務	709	548	1,014	1,871	1,700	1,333	649	726	633	690	775	704	726	1,125	352	354	249	203	196	217	181	284	226	241	152	129	174
合計	5,026	4,352	3,920	3,789	5,196	4,865	5,023	4,567	3,919	3,060	3,001	2,979	2,827	4,147	3,090	6,621	2,700	3,130	4,548	2,526	2,529	3,199	4,973	5,532	3,516	2,194	3,747

※分社化前（2000～19年度）については、託送費用相当額を控除。
※2022年度は計画値。

【参考】固定資産除却費の推移（四国電力）

- 伊方発電所における安全対策工事の完了などに伴って**減少傾向**。



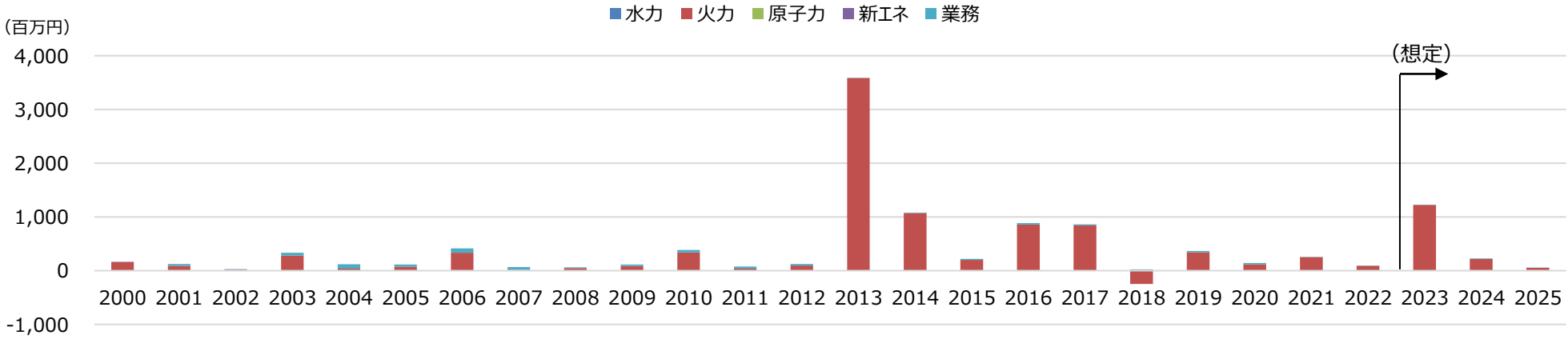
（単位:百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	448	392	700	1,463	511	558	633	657	315	244	393	319	281	408	391	583	716	626	806	649	485	451	292	530	711	656	632
火力	478	1,944	1,870	981	730	700	436	532	525	684	977	626	530	258	342	1,796	673	714	873	1,771	4,434	2,176	1,837	2,389	618	795	1,267
原子力	1,711	4,269	615	971	2,824	3,070	888	574	1,985	1,584	1,645	1,230	528	833	717	1,516	914	1,826	267	1,162	878	824	344	697	155	60	304
新エネ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	2	-	0	3	46	34	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
業務	231	265	165	193	297	263	381	433	191	85	156	287	148	73	137	107	231	132	263	97	197	279	482	470	167	343	327
合計	2,868	6,870	3,350	3,608	4,364	4,592	2,339	2,197	3,018	2,600	3,175	2,465	1,489	1,578	1,635	4,038	2,535	3,300	2,211	3,680	5,996	3,733	2,957	4,088	1,653	1,855	2,532

※2000～19年度における業務設備分は、一体会社ベースの業務設備×（１－託送供給等収支の業務設備の減価償却費／一体会社ベースの業務設備の減価償却費）」で算定。2000～04年度の業務設備分は、2005年度の上記比率を用いて算定。
※2022年度は計画値。

【参考】固定資産除却費の推移（沖縄電力）

- 金武火力発電所のNo.1・2揚炭機の更新工事などにより、**2023年度は増加**しているが、**2024～25年度は低い水準で推移**。



（単位:百万円）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025 平均
水力	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
火力	161	92	19	281	41	71	336	15	49	86	341	40	95	3,585	1,070	203	859	845	-247	343	119	251	93	1,226	219	54	500
原子力	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
新エネ	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
業務	6	32	9	55	80	43	79	55	14	29	45	37	28	3	13	17	27	16	23	25	25	1	3	4	10	4	6
合計	167	124	28	336	121	114	415	70	63	115	386	77	123	3,588	1,083	220	886	861	-224	368	144	252	96	1,230	229	58	506

※業務は、一体会社ベース値から託送供給等収支値を差し引いた値。2000～04年度の業務の算定については、託送収支を公表していないため、2005年度の託送収支をもとに算定。
※火力は、2017年度以降は調整力供出分を差し引いた値。
※2018年度は引当金の見直しによりマイナス。
※2022年度は計画値。

【６－８．設備投資（減価償却費･固定資産除却費）】

①設備投資の概要

②各事業者の申請概要（設備投資）

③審査における論点

④減価償却費の確認結果

⑤固定資産除却費の確認結果

⑥非化石証書の販売収入の取扱い

審査における論点（設備投資）

- **設備投資**について、**需要想定・供給力と整合的な計画**になっているか。特に、原価算定期間（2023～25年度）に織り込んだ設備投資の対象は、**電気事業の運営にとって真に不可欠な設備**であり、かつ、**経済的な合理性**があるものか。また、**設備投資の実施時期**は適正か。
- **減価償却費**について、**真に不可欠な設備**のみ織り込まれており、かつ、**定率法及び定額法**により適正に算定されているか。また、**著しく低稼働な設備に係る減価償却費**が料金原価に織り込まれている場合、その理由は妥当か。
- **固定資産の除却**について、**実施時期は適正か**（例えば、改良工事等に伴って除却が発生する場合、当該改良工事等の時期は適正か）。また、除却費用について、**除却に要する工事費等は適正か**。
- 非化石電源投資関連費用について、**非化石証書の販売収入が適正に料金原価に織り込まれているか**。

【６－８．設備投資（減価償却費･固定資産除却費）】

①設備投資の概要

②各事業者の申請概要（設備投資）

③審査における論点

④減価償却費の確認結果

⑤固定資産除却費の確認結果

⑥非化石証書の販売収入の取扱い

減価償却費の確認結果（特別監査の実施など）

- 電気事業の運営にとって真に不可欠な設備と認められない不使用設備などが、料金原価に織り込まれていないか確認するため、事務局で、**各種設備などの詳細確認（特別監査）**を実施した。
- 具体的には、
  - ✓ 原価算定期間中に不使用の土地・建物・機械装置
  - ✓ 入居率が低い社宅
  - ✓ 自治体や民間企業に無償貸与している設備

  などが料金原価に含まれていないか、事業者に対して**調書や図面の提出**を求め、事務局で確認を行った。
- また、設備工事について、実在性や進捗状況を確認するため、新型コロナウイルス感染症対策に配慮し、**オンライン中継によって工事状況などを確認**した。
- これらの特別監査の結果は、次ページ以降に示すが、需要想定・供給力との整合性を確認しつつ、電気事業の運営にとって真に不可欠な設備と認められない**不使用設備などは査定**する。
- また、**設備工事の費用**については、工事の必要性を確認した上で、**効率化係数を用いた査定**の対象とする。（※詳細は「６－２．経営効率化」を参照）
- なお、各事業者とも、**定額法で減価償却**を行っており、事業の用に供した時点で償却を開始し、時の経過に応じて償却を行っていることを確認した。

特別監査を通じた査定の主な考え方①

【不使用の土地・建物・機械装置】

- 原価算定期間中（2023～25年度）に**用途が決まっていない土地・建物・機械装置**について、各種設備の調書及び図面の提出を求め、**不使用の理由が合理的でない場合は査定**する。

【社宅】

- 事業者が所有する社宅・寮について、入居率を記載した調書の提出を求め、**入居率が低い場合は査定**する。その際、総務省が5年に1度実施している「住宅・土地統計調査（2018年）」で、総住宅数に占める空き家の割合（空き家率）が13.6%であることを踏まえ、社宅・寮の**入居率のメルクマールは90%**とする。

【PR館・厚生施設】

- PR館の設備のうち、**電気の理解を深めるための設備以外**（例：カルチャーホール）については、**当該部分を査定**する。
- 体育館などの**厚生施設**は、**電気事業に真に不可欠な設備とは認められないため査定**する。

【貸与設備】

- 他者に貸与している土地・建物について、調書の提出を求め、合理的な理由無しに**無償貸与している場合は査定**する。

特別監査を通じた査定の主な考え方②

【稼働率が低い発電設備】（※特別監査の結果、査定対象となる設備は無かった。）

- 資源エネルギー庁の電力調査統計を用いて、標準的な設備稼働率を算定し、これと比較して、**稼働率が低い**（例：標準的な設備稼働率の50%以下）**発電設備**は、**合理的な理由**（例：ピーク対応電源であること、定期検査のため停止期間があったこと）**が無い場合は査定**する。

【建設中の資産】

- 工事の実施が確定している**建設工事口**※は、原価算定期間（2023～25年度）の前期末の建設工事口の残高に、原価算定期間中の工事費を加えて、建設中利子を控除した額について、料金算定規則に基づき、**50%をレートベースに計上**する。
- 一方で、工事の実施が確定していないものの、その準備段階として、各種調査などを行った場合の費用（**建設準備口**※）であって、原価算定期間中に建設工事口に計上する予定が無いものについては、現時点で、建設工事口に将来計上するかどうかが不確実なため、**全額査定**する。

  ※ 工事計画の着手段階で、調査費用などの支出を**建設準備口**に計上し、監督官庁の認可を受けるなど、工事の実施が確定した段階で、**建設準備口**から**建設工事口**への振替が行われる。

- 北海道電力の**泊発電所3号機の安全対策工事**のうち、**再稼働時期に応じて必要となる工事に係る建設工事口**は、再稼働時期に係る不確実性も考慮し、**全額査定**する。

特別監査を通じた査定の主な考え方③

【予備品・予備設備】

- 予備品・予備設備について、調書の提出を求め、**常備すべき最低限のものであるかを確認**する。
  その上で、常時使用していないことから、**建設中の資産と同様の扱いとし、50%を査定**する。

【その他】

- **書画・骨董**については、料金審査要領に基づき、**全額査定**する。

特別監査の結果①（北海道電力）

	項目	内容（金額は3ヵ年平均額）
自主カット分	特定固定資産	• 貸与設備（無償で自治体や民間企業に貸し付けている土地）▲60百万円 • 不使用の設備（用途の決まっていない土地） ▲3,865百万円 • 予備品・予備設備のうち１／２ ▲1,846百万円 • 社宅（入居率90%未満） ▲219百万円 • 書画・骨董 ▲12百万円 • 保養所、スポーツ施設、PR施設等 ▲437百万円 • 休止設備に移行する設備 ▲4,691百万円 • 電力設備と共用する附帯設備（ガス事業-LNGの販売） ▲237百万円 • 非化石電源投資 ▲680百万円
	建設中の資産	• 建設準備口 ▲6,935百万円
特別監査を通じた査定	特定固定資産	• 不使用の土地 （工場立地法等に基づき課される緑化義務面積を超える面積等） • スポーツ施設
	建設中の資産	• 泊発電所３号機の安全対策工事のうち、再稼働時期に応じて必要となる工事に係る建設工事口

特別監査の結果②（東北電力）

	項目	内容（金額は3ヵ年平均額）
自主カット分	特定固定資産	• 未契約の工事費3% ▲3,173百万円
	建設中の資産	• 未契約の工事費を3%自主カットしたことに加え、原価算定期間中を通して建設工事口に計上する予定のない建設準備口を自主カット ▲2,205百万円
特別監査を通じた査定	特定固定資産	• 用途の決まっていない土地（工場立地法等に基づき課される緑化義務面積を超える面積等） • PR館のうち、電気の理解を深めるための設備以外のもの（例：カルチャーホール） • 体育施設・多目的ホールなど • 電気事業設備のうち、無償で自治体や民間企業に貸し付けている土地・建物 • 予備品・予備設備のうち１／２ • 書画・骨董

特別監査の結果③（東京電力EP）

	項目	内容（金額は3ヵ年平均額）
自主カット分	特定固定資産	• リース資産（太陽光・蓄電池関連事業リース） ▲11,388百万円
	建設中の資産	• リース資産（太陽光・蓄電池関連事業リース） ▲21百万円
特別監査を通じた査定	特定固定資産	• 不使用設備などの織り込み無し

特別監査の結果④（北陸電力）

	項目	内容（金額は3ヵ年平均額）
自主カット分	特定固定資産	• 貸与設備　電気事業設備のうち、無償で自治体や民間企業に貸し付けている土地　▲5百万円 • 不使用設備　水害により流出した土地　▲2百万円 法定義務を超える緑地面積　▲4,089百万円 • 予備品・予備設備のうち１／２　▲2,232百万円 • 書画・骨董　▲383 百万円 • 厚生施設（社宅、保健館、体育施設等）　▲2,689百万円 • 休止施設（発電PR館等）　▲81百万円 • 相談役執務スペース相当　▲4百万円 • 資産除去債務相当資産　▲32,771百万円 • 附帯事業振替共用固定資産相当　▲6百万円
	建設中の資産	• 附帯事業振替共用固定資産相当　▲１百万円
特別監査を通じた査定	特定固定資産	• 不使用土地（雑種地） • 先行投資（新設発電所）の二重計上
	建設中の資産	• 建設準備口

特別監査の結果⑤（中国電力）

	項目	内容（金額は3ヵ年平均額）
自主カット分	特定固定資産	• 貸与設備　電気事業設備のうち、無償で自治体や民間企業に貸し付けている土地・建物　▲141百万円 • 不使用設備　売却予定の土地・建物等　▲3,404百万円 法定義務を超える緑地面積　▲612百万円 • 予備品・予備設備のうち１／２　▲1,009百万円 • 書画・骨董　▲465百万円 • 体育施設等　▲3,141百万円 • PR館のうち電気の理解を深めるための設備以外　▲235百万円 • 社宅　▲4,585百万円 • 病院　▲2,397百万円 • 相談役、顧問室　▲4百万円
特別監査を通じた査定	特定固定資産	• 売却予定の土地・建物等 • 厚生施設（スポーツ・体育施設）
	建設中の資産	• 建設準備口

特別監査の結果⑥（四国電力）

	項目	内容（金額は3ヵ年平均額）
自主カット分	特定固定資産	• 先行投資　原価算定期間中に使用予定がない増設用地等 ▲52百万円 • 貸与設備　電気事業設備のうち、無償で自治体や民間企業に貸し付けている土地・建物　▲62百万円 • 不使用設備　用途の決まっていない土地、工場立地法等に基づき課される緑化義務面積を超える面積等　▲1,205百万円 • 書画・骨董　▲52百万円 • 体育施設等　▲724百万円 • 保養所等　▲67百万円 • PR館のうち電気の理解を深めるための設備以外　▲28百万円
特別監査を通じた査定	特定固定資産	• 不使用設備（機械装置の一部） • 社宅（入居率90%未満） • 予備品・予備設備のうち１／２

特別監査の結果⑦（沖縄電力）

	項目	内容（金額は3ヵ年平均額）
自主カット分	特定固定資産	• 先行投資　原価算定期間中に使用予定がない増設用地等 ▲168百万円 • 不使用設備　休止予定電源分　▲351百万円 • 書画・骨董　▲64 百万円 • 体育施設等　▲282 百万円 • 保養所等　▲141百万円 • PR館のうち電気の理解を深めるための設備以外　▲25百万円
特別監査を通じた査定	特定固定資産	• 不使用設備（用途の決まっていない土地、工場立地法等に基づき課される緑化義務面積を超える土地） • 社宅（入居率90%未満） • 貸与設備のうち付帯事業の建設用作業地 • 予備品・予備設備のうち１／２

【６－８．設備投資（減価償却費･固定資産除却費）】

①設備投資の概要

②各事業者の申請概要（設備投資）

③審査における論点

④減価償却費の確認結果

⑤固定資産除却費の確認結果

⑥非化石証書の販売収入の取扱い

固定資産除却費の確認結果①

- 固定資産除却費のうち、**多額の除却損が見込まれている場合**は、当初の想定どおりに固定資産が活用されずに除却される可能性が考えられるため、各事業者に確認を行った。
- 具体的には、各分野（水力・火力・原子力・新エネ・業務）で、原価算定期間（2023～25年度）に除却損の発生が見込まれる固定資産のうち、**除却損の金額が多い案件**について、合理的であるか確認を行った。
- その結果、**除却損が多額となった理由**として、例えば以下のようなものが挙げられ、**いずれも合理的であることを確認**した。
  - 火力発電所のボイラへの給水を予熱する装置（法定耐用年数：15年）について、8年が経過した時点で、詳細に肉厚測定を実施したところ、広範囲で摩耗が確認されたことから、2023年度の定期点検に合わせて、当該装置を除却することとなった。
  - 原子力発電所の排気筒（法定耐用年数：41年）について、新規制基準に対応するため、耐震補強が必要となったことから、一部の既設部材について、残存簿価があるものの除却することとなった。

固定資産除却費の確認結果②

- なお、一部の事業者は、個別の固定資産に対して除却損を見積もるのではなく、過去の除却損の発生率（＝除却損／設備投資額）を算定し、これに基づいて、原価算定期間中の除却損を一括で算定している。この場合について、事務局で、過去の除却損の発生実績を確認したところ、原子力発電所の新規制基準対応などの一部の例外を除き、当初の耐用年数より著しく早いタイミングで除却しているものが無いことを確認した。
- また、北海道電力の**泊発電所3号機の安全対策工事**のうち、**再稼働時期に応じて必要となる工事に伴う固定資産除却費**は、再稼働時期に係る不確実性も考慮し、**全額査定**する。

【６－８．設備投資（減価償却費･固定資産除却費）】

①設備投資の概要

②各事業者の申請概要（設備投資）

③審査における論点

④減価償却費の確認結果

⑤固定資産除却費の確認結果

⑥非化石証書の販売収入の取扱い

非化石証書の販売収入の推移

- 各事業者（北海道・東北・北陸・中国・四国）の非化石証書の販売収入の織り込みは以下のとおり。
- なお、発電設備を持たない**東京電力EP**及び原価算定期間内に非化石証書の販売を予定していない**沖縄電力は対象外**である。

（単位:百万円）

事業者名	2020	2021	2022	原価算定期間			
				2023	2024	2025	2023～25平均
北海道電力	91	36	156	425	519	503	482
東北電力	1,800	1,157	792	2,425	5,243	4,673	4,114
北陸電力	4,775	1,492	1,380	1,401	1,841	1,866	1,703
中国電力	276	19	0	0	436	0	145
四国電力	556	290	2,311	3,724	4,250	4,878	4,284

非化石証書の販売収入に関する主な論点

- 資源エネルギー庁の「第二次中間とりまとめ」では、非化石証書の販売収入について、「発電事業者において、非化石電源の利用の促進につなげることが望ましい」とされている。
- また、上記の中間取りまとめにおいて、規制料金との関係では、「**発電部門における証書の収入を控除収益として取り扱った場合、本来非化石電源の利用促進に充てるべき収入をもって料金原価を押し下げることになってしまう可能性がある**」と指摘されている。一方で、**規制料金と非化石証書の双方から二重回収が生じないよう留意することの必要性**も示されている。
- 上記の点を踏まえつつ、各事業者で非化石証書の販売収入の取扱いが異なるところ、今回の料金改定の審査において、どのように審査を行うのが適切か検討する必要がある。

資源エネルギー庁 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 第二次中間とりまとめ（2019年7月）【抜粋】

（発電事業者の非化石証書収入について）
（前略）非化石電源の利用促進への取り組みを求める**発電事業者に対しては、以下のような用途に証書収入を使うことを求める**こととする。
✓ 非化石電源設備の**新設・出力増**
✓ 非化石電源を**安全に廃棄**するための費用等
✓ 非化石電源設備の**耐用期間延長工事、安全対策費用**等

（非化石証書収入と経過措置料金との関係について）
非化石証書収入については、発電事業者において、非化石電源の利用の促進につなげることが望ましい。**特例措置料金の算定において、発電部門における証書の収入を控除収益として取り扱った場合、本来非化石電源の利用促進に充てるべき収入をもって料金原価を押し下げることになってしまう可能性がある。**
このため、料金算定規則等において、非化石電源の利用の促進が行われるよう必要な措置を講じることが考えられる。
なお、当該措置の検討にあたっては、**非化石電源投資関連費用について特例措置料金と非化石証書の双方からの二重回収が生じないよう留意することとする。**

料金算定規則及び電気事業会計規則における規定

- 電気事業会計規則では、「他社販売電源料」と「非化石証書販売収益」が区分されている。
- その上で、料金算定規則上、規制料金の原価算定における**控除収益**には、上記の2費目のうち、**「他社販売電源料」のみが含まれている**。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則【抜粋】

第一条　この省令において使用する用語は、（中略）**電気事業会計規則**（中略）**において使用する用語の例による**。
２　（略）

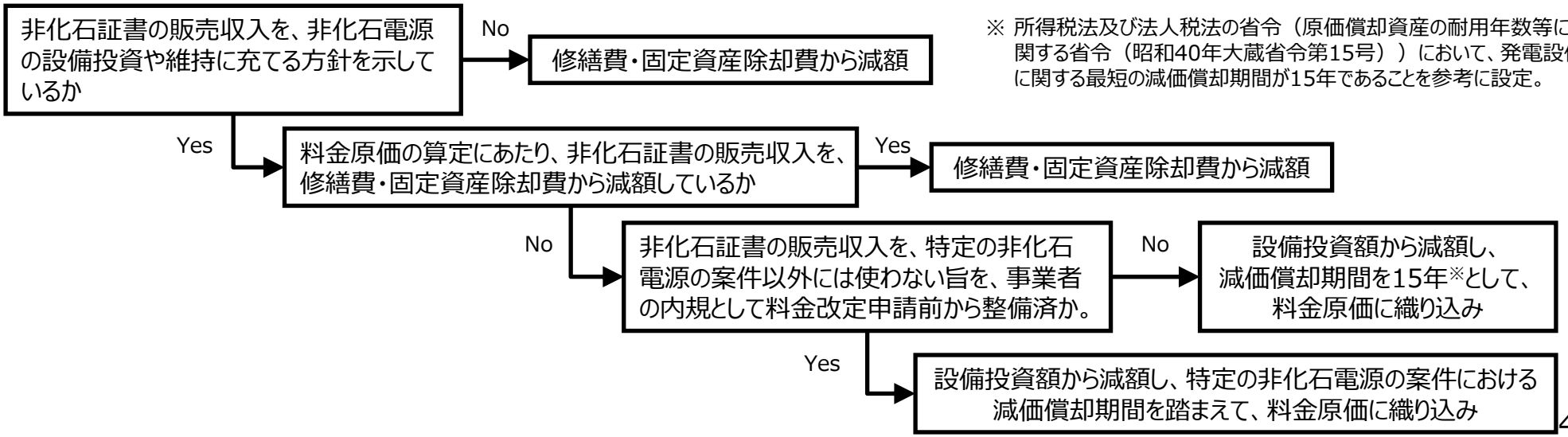
（控除収益の算定）
第五条　事業者は、**控除収益として、他社販売電源料**（中略）**、託送収益**（中略）**、電気事業雑収益、預金利息、賠償負担金相当収益及び廃炉円滑化負担金相当収益**（以下「控除収益項目」という。）**の額の合計額を算定**し、様式第一第四表及び様式第二第五表により控除収益総括表及び控除収益明細表を作成しなければならない。
２　（略）

電気事業会計規則【抜粋】
別表第１（第３条関係）
（１６）　営業収益

科目	項	備考
他社販売電力料		（前略）「他社販売電源料」及び「非化石証書販売収益」に区分することが適当でないものは、「他社販売電源料」に整理することができる。
	他社販売電源料	（前略）小売電気事業者（中略）、みなし小売電気事業者（中略）に対して**販売した電気**（中略）**の料金**（中略）を整理する。
	非化石証書販売収益	小売電気事業者（中略）、みなし小売電気事業者（中略）に対して販売した**非化石証書の代金**（中略）を整理する。

今回の料金審査における非化石証書の販売収入の取扱い①

- 非化石証書の販売収入は、「非化石電源の利用の促進」が制度趣旨であり、**非化石電源の設備投資（例：新設・出力増）や維持（例：耐用期間の延長）に充てるもの**とされている。
- また、料金算定規則及び電気事業会計規則において、非化石証書の販売収入は、**控除収益に位置づけられていない**。
- これらを踏まえ、非化石証書の販売収入は、「**設備投資又は修繕費・固定資産除却費から減額するもの**」と整理することも一案と考えられる。
- 一方、各事業者は、非化石証書の販売収入を、非化石電源の設備投資や維持に充てる方針であるものの、料金原価上の整理は統一的ではない。そのため、例えば、減価償却期間の長い設備への投資額と相殺するものと整理し、非化石証書の販売収入による料金原価の圧縮効果を低減する、といった**恣意的な織り込みとなる場合も考えられる**。
- 上記を踏まえ、今回の料金審査では、例えば、下図のフローのとおり整理することとする。



※ 所得税法及び法人税法の省令（原価償却資産の耐用年数等に関する省令（昭和40年大蔵省令第15号））において、発電設備に関する最短の減価償却期間が15年であることを参考に設定。

今回の料金審査における非化石証書の販売収入の取扱い②

- 非化石証書の販売収入は、年間を通じて発生するため、設備投資額から減額する際には、**期央（毎年10月1日）に計上するものと仮定**し、**減価償却費に反映**することとする。
- また、前ページのフローを前提とした場合、**過去の非化石証書の販売収入の取扱い**が論点となる。
- 各事業者は、資源エネルギー庁に対し、2020年度以降の**非化石証書の販売収入額と収入の使途**について、以下のとおり報告している。
  - ✓ **北海道・東北・北陸・四国**：非化石証書の販売収入を、**「拡充・改良投資」**（非化石電源への設備投資）**に全額充当**。
  - ✓ **中国**：非化石証書の販売収入を、**「拡充・改良投資」と「修繕・除却」に按分して充当**。
- これらの報告内容との整合性を確保する観点から、**過去の非化石証書の販売収入**に関し、その**報告内容に沿って設備投資額から減額する**こととする（なお、中国電力が「修繕・除却」に按分した分は、当該年度の修繕費などに充当されるため、当該分は設備投資額から減額しない。）。また、設備投資額から減額する際には、恣意性を排除する観点から、**当該減額分の減価償却期間を15年として、料金原価に織り込む**こととする。

今回の料金審査における非化石証書の販売収入の取扱い③

【参考】非化石証書の販売収入を設備投資額に充当した場合のモデルケース

		過去分			原価算定期間		
		2020年度	2021年度	2022年度（見込み）	2023年度	2024年度	2025年度
設備投資額（※この事例では、全て期末に竣工したと仮定）		300（電源A）	300（電源B）	300（電源C）	300（電源D）	300（電源E）	300（電源F）
非化石証書の販売収入（※毎年150と仮定）		150	150	150	150	150	150
販売収入の充当後の残存簿価（期末）（※減価償却期間：15年）	電源A	150	140	130	120	110	100
	電源B	–	150	140	130	120	110
	電源C	–	–	150	140	130	120
	電源D	–	–	–	150	140	130
	電源E	–	–	–	–	150	140
	電源F	–	–	–	–	–	150
減価償却費	収入充当前	–	20	40	60	80	100
	収入充当後	–	10	20	30	40	50

過去の販売収入による減価償却費の圧縮効果を、料金原価に反映。

今回の料金審査における非化石証書の販売収入の取扱い④

- 中国電力は、過去の非化石証書の販売収入と使途について、下表のとおり実績に基づいて按分し、資源エネルギー庁に報告している。
- その上で、中国電力は、**原価算定期間中の非化石証書の販売収入について**、按分方法を明確には示していないところ、**過去実績を踏まえて販売収入を按分することが適切**であると考えられる。そのため、下表の**「単純平均」の配分に基づいて**それぞれの使途に按分し、**「設備投資額」及び「修繕費・固定資産除却費」から減額**することとする。

【参考】中国電力における非化石証書の販売収入の使途

使途項目	2020年度	2021年度	単純平均
拡充・改良投資	81.9%	78.9%	**80.4%**
修繕	15.2%	15.8%	**15.5%**
除却	2.9%	5.3%	**4.1%**

※2022年8月に中国電力が資源エネルギー庁に報告した内容を基に作成。

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
- 6－1．　需要想定･供給力
- 6－2．　経営効率化
- 6－3．　燃料費
- 6－4．　購入･販売電力料
- 6－5．　原子力バックエンド費用
- 6－6．　人員計画･人件費
- 6－7．　修繕費
- 6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
- **6－9．　事業報酬**
- 6－10．その他経費
- 6－11．公租公課
- 6－12．控除収益
- 6－13．費用の配賦
- 6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

【６－９．事業報酬】

① レートベース･事業報酬の概要

② 各事業者の申請概要（レートベース･事業報酬）

③ 審査における論点（レートベース）

④ 審査における論点（事業報酬）

⑤ 審査の結果

レートベース・事業報酬の概要

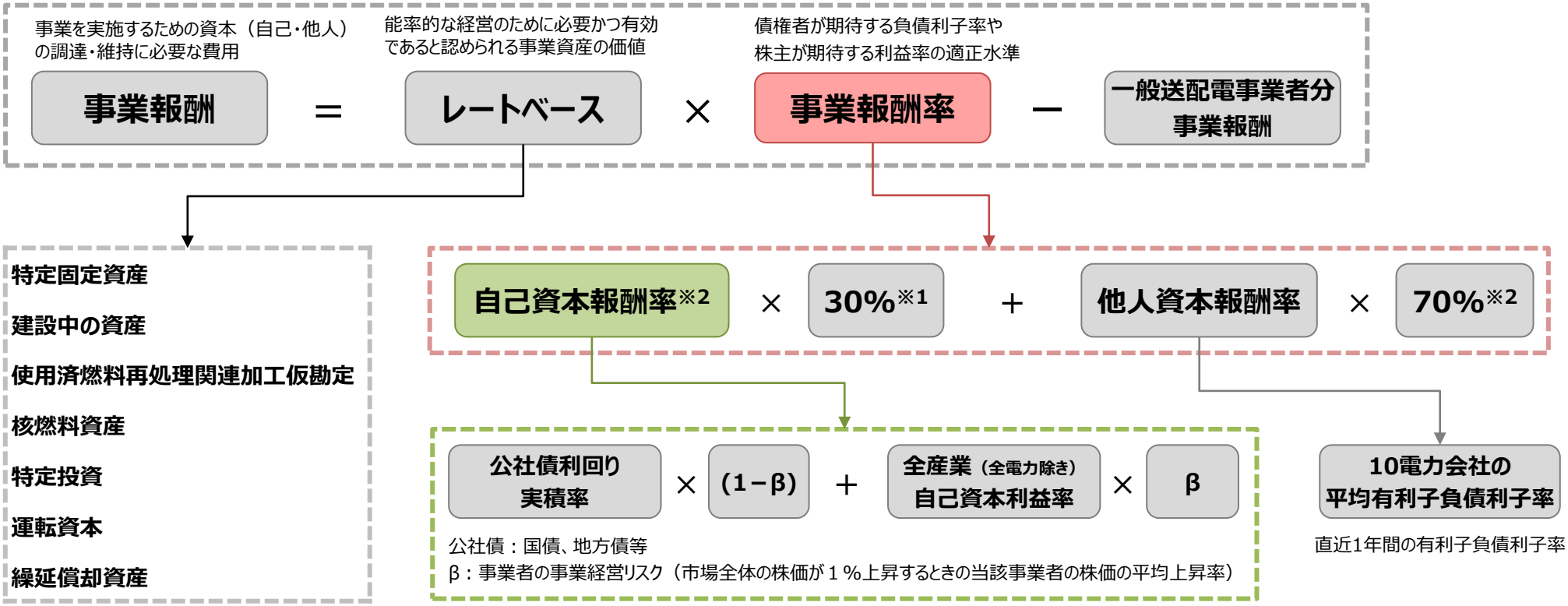
- 事業を継続的に実施するには、費用を適切に回収するのみならず、**資金を円滑に調達する必要**がある。電気事業においては、発電設備等の形成にあたり巨額の資金を要するが、事業者がこの**資金を調達するための費用を何らかの形で電気料金から回収できなければ**、資金調達に支障が生じるため**事業を継続することができなくなる**。
- 企業は、①銀行等からの借り入れや社債の発行による調達（他人資本）、②株式の発行等による調達（自己資本）のいずれかの手段により資金調達を行うところ、**銀行・社債等の債権者が期待する負債利子率**や、**株主が期待する利益率**が見込まれる場合、当該企業は**継続的かつ円滑に資金調達を実施することが可能**となる。
- そのため、電気事業法等の一部を改正する法律（改正法）附則で、これらの負債利子率等の適正水準に相当する額について、**「適正な利潤」（事業報酬）として電気料金から回収**することを認めている。
- その上で、**事業報酬は**、**レートベース**（事業資産の価値）**に**、**事業報酬率**（債権者や株主が期待するリターン）**を乗じることで算定**される。

【参考】電気事業法等の一部を改正する法律（平成26年法律第72号）附則（抜粋）

（みなし小売電気事業者の特定小売供給約款）
第十八条　みなし小売電気事業者は、附則第十六条第一項の義務を負う間、特定小売供給に係る料金その他の供給条件について、経済産業省令で定めるところにより、特定小売供給約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。これを変更しようとするときも、同様とする。
2　経済産業大臣は、前項の認可の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認可をしなければならない。
一　料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものであること。
二～四　（略）
3～8　（略）

【参考】事業報酬制度の概要

- かつては、支払利息・配当金額・利益準備金を積み上げることで、資金調達コストを算定していたが、事業者ごとの資本構成の差異等によってコスト水準に差が出る点などを考慮して、能率的な経営のために必要かつ有効であると認められる**事業資産の価値（レートベース）**に、**事業報酬率を乗じることで資金調達コストを算定**する**「事業報酬制度」**が、1960年に導入された。

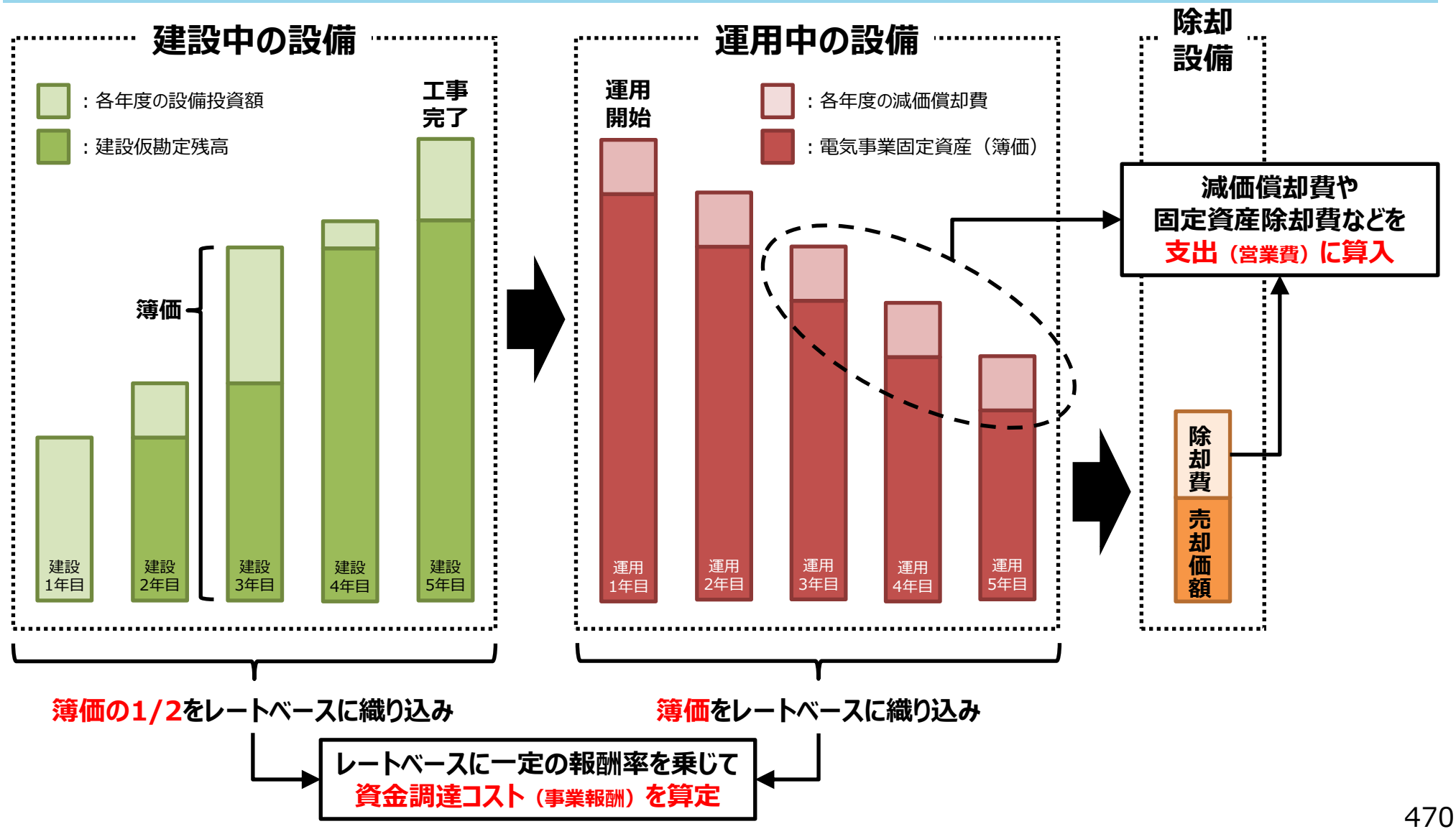


※1：1995年の第30回料金制度部会において、電気事業における適正な自己資本比率が30%（＝総資本に占める他人資本は70%）とされたことを踏まえ、自己資本報酬率（利益率）と他人資本報酬率（負債利子率）を30:70で加重平均することで算定。

※2：みなし小売電気事業者の事業経営リスク（β値）を、株価を用いて分析した上で、「公社債利回り実績率」を下限、「全産業（全電力を除く）の自己資本利益率」を上限とし、当該事業者の事業経営リスクに見合った適正な自己資本報酬率（利益率）を算定。

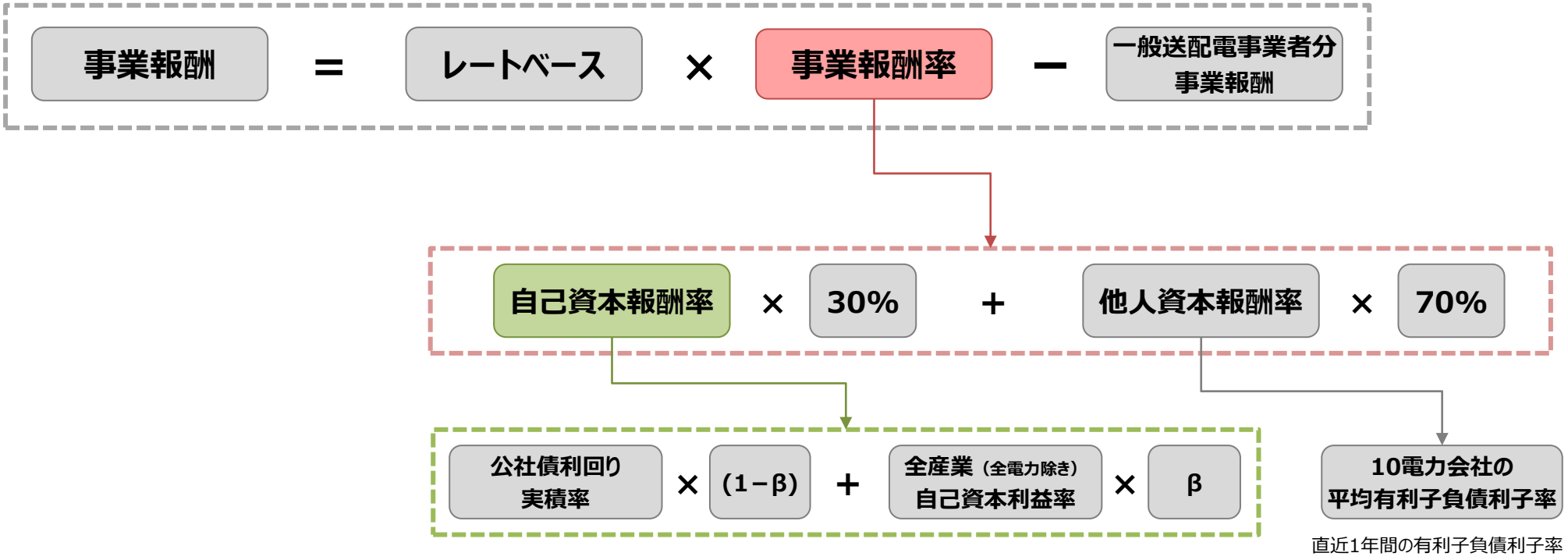
【参考】設備投資と料金原価の関係（イメージ）

- 「料金原価＝①支出（営業費）＋②資金調達コスト（事業報酬）－③収入（控除収益）」の関係であるところ、設備投資と料金原価の関係は、以下のとおり。



事業報酬率の概要

- 事業報酬は、下記の計算式に基づいて算定される。
- その上で、**事業報酬率**（債権者や株主が期待するリターン）は、**自己資本報酬率**と**他人資本報酬率**を加重平均することで算定する。



公社債：国債、地方債等
β：事業者の事業経営リスク（市場全体の株価が１％上昇するときの当該事業者の株価の平均上昇率）

関係法令における規定（レートベース）①

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（事業報酬の算定）

第四条　事業者は、事業報酬として、電気事業報酬の額を算定（中略）しなければならない。

2　（略）

3　前項の規定にかかわらず、事業者の営む小売電気事業、一般送配電事業若しくは発電事業の全部若しくは一部の譲渡しがあり、又は事業者について分割（小売電気事業、一般送配電事業又は発電事業の全部又は一部を承継させるものに限る。）があった場合における電気事業報酬の額は、別表第一第一表により分類し、第一号に掲げる額から第二号に掲げる一般送配電事業等に係る電気事業報酬の額（事業者の営む一般送配電事業の全部の譲渡し又は事業者についての分割（一般送配電事業の全部を承継させるものに限る。）がないときは前項第二号に掲げる一般送配電事業等に係る電気事業報酬の額）を減じて得た額に、第三号に掲げる割合を乗じて得た額とする。

一　事業者及び特別関係事業者（事業の譲渡し又は分割により事業者の営む小売電気事業、一般送配電事業又は発電事業の全部又は一部を譲り受け、又は承継した者（当該譲り受け、又は承継した小売電気事業、一般送配電事業又は発電事業を営むことを目的として設立されたものに限る。）及び当該者又は事業者を子会社とする会社であって、小売電気事業、一般送配電事業及び発電事業のいずれも営まない者をいう。以下同じ。）のレートベースの額の合計額に、第五項の規定により算定される報酬率を乗じて得た額

二　改正法附則第九条第一項又は法第十八条第一項若しくは第五項による事業者又は特別関係事業者（一般送配電事業者であるものに限る。）の直近の託送供給等約款の認可又は届出に当たり、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（令和四年経済産業省令第六十一号。以下「算定省令」という。）第九条第二項又は電気事業法等の一部を改正する法律附則第九条第一項の規定に基づき一般電気事業者が定める託送供給等約款で設定する託送供給等約款料金の算定に関する省令（平成二十七年経済産業省令第五十七号。以下「旧託送料金算定規則」という。）第五条第二項の規定により算定された電気事業報酬の額

三　事業者及び特別関係事業者（発電事業者であるものに限る。）のレートベースの額の合計額のうち、事業者のレートベースの額の合計額の占める割合

4　次の各号に掲げるレートベースの額は、（中略）それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。

一　特定固定資産　電気事業固定資産（共用固定資産、貸付設備その他の電気事業固定資産の設備のうち適当でないもの及び工事費負担金（貸方）を除く。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

二　建設中の資産　建設仮勘定の事業年度における平均帳簿価額（資産除去債務相当資産を除く。）から建設中利子相当額及び工事費負担金相当額を控除した額に百分の五十を乗じて得た額

三　使用済燃料再処理関連加工仮勘定　使用済燃料再処理関連加工仮勘定の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

四　核燃料資産　核燃料の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

五　特定投資　長期投資（エネルギーの安定的確保を図るための研究開発、資源開発等を目的とした投資であって、電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効であると認められるものに係るものに限る。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

六　運転資本　営業資本の額（前条第一項に掲げる営業費項目の額の合計額から、退職給与金のうちの引当金純増額、燃料費のうちの核燃料費（核燃料減損額及び核燃料減損修正損（又は核燃料減損修正益（貸方））に限る。）、諸費（排出クレジットの自社使用に係る償却額に限る。）、貸倒損のうちの引当金純増額、固定資産税、雑税、減価償却費（リース資産及び資産除去債務相当資産に係るものを除く。）、固定資産除却費のうちの除却損、原子力発電施設解体費のうちの資産除去債務純計上額、原子力廃止関連仮勘定償却費、電源開発促進税、事業税、開発費償却、株式交付費償却、社債発行費償却及び法人税等並びに次条に掲げる控除収益項目の額の合計額を控除して得た額に、十二分の一・五を乗じて得た額をいう。）及び貯蔵品（火力燃料貯蔵品、新エネルギー等貯蔵品その他貯蔵品の年間払出額に、原則として十二分の一・五を乗じて得た額をいう。）を基に算定した額

七　繰延償却資産　繰延資産（株式交付費、社債発行費及び開発費に限る。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

5　報酬率は、次の各号に掲げる方法により算定した自己資本報酬率及び他人資本報酬率を三十対七十で加重平均した率とする。

一　自己資本報酬率　全てのみなし小売電気事業者たる法人（当該法人を子会社とする会社がある場合にあっては、当該会社を含む。以下この項において同じ。）を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下限として算定した率（全てのみなし小売電気事業者たる法人を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値が、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下回る場合には、国債、地方債等公社債の利回りの実績率）を基に算定した率

二　他人資本報酬率　全てのみなし小売電気事業者たる法人の有利子負債額の実績額に応じて当該有利子負債額の実績額に係る利子率の実績率を加重平均して算定した率

6　一般送配電事業の報酬率は、次の各号に掲げる方法により算定した自己資本報酬率及び他人資本報酬率を三十対七十で加重平均した率とする。

一・二　（略）

関係法令における規定（レートベース）②

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２章 「原価等の算定」に関する審査
第３節 事業報酬
１．レートベース

算定規則第４条第４項各号に掲げる項目の適正性を事業者及び特別関係事業者ごとに審査するものとする。具体的には、特定固定資産は、電気事業（一般送配電事業等に係るものにあっては、一般送配電事業等）の運営にとって真に不可欠な設備であるか否か、建設中の資産は、工事計画及び工事額が適正であるか否か、運転資本のうち営業資本は、各項目の額が営業費の算定との関係において整合的であるか否か、また、貯蔵品は、数量及び金額が適正であるか否か、特定投資は、電気事業（一般送配電事業等に係るものにあっては、一般送配電事業等）の能率的な経営のために必要かつ有効であると認められるか否か等につき審査するものとする。また、特定投資に計上した投資が配当を得られるものである場合には、その配当相当分を原価から適切に控除しているかを確認するものとする。

供給設備については、デマンド・レスポンス（需給調整契約を含む。）等を踏まえた需要見通しを前提にした設備に限定し、長期停止発電設備については、原価算定期間内に緊急時の即時対応性を有すること及び改良工事中などの将来の稼働の確実性等を踏まえてレートベースに算入する。

なお、他の事業者の同種の設備と比較して、正当な理由なく著しく低い稼働率となっている設備については、レートベースから除外する。

関係法令における規定（事業報酬率）

- 事業報酬率は、料金算定規則において、**自己資本報酬率**と**他人資本報酬率**を加重平均して算定することとされており、料金審査要領において、それぞれの報酬率の算定方法が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（事業報酬の算定）
第四条
５ 報酬率は、次の各号に掲げる方法により算定した自己資本報酬率及び他人資本報酬率を三十対七十で加重平均した率とする。
一 自己資本報酬率　全てのみなし小売電気事業者たる法人(当該法人を子会社とする会社がある場合にあっては、当該会社を含む。以下この項において同じ。)を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下限として算定した率(全てのみなし小売電気事業者たる法人を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値が、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下回る場合には、国債、地方債等公社債の利回りの実績率)を基に算定した率
二 他人資本報酬率　全てのみなし小売電気事業者たる法人の有利子負債額の実績額に応じて当該有利子負債額の実績額に係る利子率の実績率を加重平均して算定した率

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２章「原価等の算定」に関する審査
第３節　事業報酬
算定規則第４条の規定に基づいて申請事業者が算定した事業報酬については、第１節の基本的考え方を踏まえ、以下の観点から、その適正性を審査することとする。
１．レートベース

２．報酬率
算定規則第４条第５項により算定されているか否かにつき審査するものとする。
（１）自己資本報酬率
公に適正と認められ広く公表・認知されている「自己資本利益率」及び「国債、地方債等公社債の利回り」につき、その率が事業者の経営状況を判断するに適当な期間の平均値を用いるものとする。
自己資本報酬率の設定に当たっては、東日本大震災後の状況を勘案しつつ、過大な利益が生じないようにする一方で、資金調達に支障が生じないよう、公正報酬といった観点から、適正な事業経営リスクを見極めた上で設定する。
具体的には、全てのみなし小売電気事業者たる法人を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する率（以下この２．において「全産業自己資本利益率」という。）を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率（以下「公社債利回り実績率」という。）を下限として以下の算式により各年度ごとに算定した値のみなし小売電気事業者の経営状況を判断するに適当な期間の値を平均した値とする（全産業自己資本利益率が公社債利回り実績率を下回る場合には公社債利回り実績率とする。）。
自己資本報酬率＝（１－β）×公社債利回り実績率＋β×全産業自己資本利益率
β値：みなし小売電気事業者たる法人の事業経営リスク、市場全体の株式価格が１％上昇するときのみなし小売電気事業者たる法人の株式の平均上昇率
β値＝みなし小売電気事業者たる法人の収益率と株式市場の収益率との共分散／株式市場の収益率の分散
（２）他人資本報酬率
当面は直近１年間の有価証券報告書上公表されている各みなし小売電気事業者たる法人の有利子負債利子率を用いるものとする。

【６－９．事業報酬】

① レートベース･事業報酬の概要

② 各事業者の申請概要（レートベース･事業報酬）

③ 審査における論点（レートベース）

④ 審査における論点（事業報酬）

⑤ 審査の結果

レートベース（まとめ）（東京電力EPを除く6事業者）

- レートベースは、料金算定規則上、**平均帳簿価額などを基に算定**することとされており、**東京電力EPを除いた各事業者のレートベース**は以下のとおり（東京電力EPは他の事業者とレートベースの考え方が異なるため、別途詳述）。
- 今回の料金改定申請にあたり、各事業者とも繰延償却資産は計上していない。また、沖縄電力は、別途積立金をレートベースから控除している。

（単位：億円）

	北海道		東北		北陸		中国		四国		沖縄	
	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)
特定固定資産	4,915	4,677	8,500	11,477	5,811	4,155	5,503	9,050	2,627	3,771	2,799	3,257
建設中資産	607	919	655	1,147	13	1,163	1,516	4,838	193	113	139	133
使用済燃料再処理関連加工仮勘定	-	262	-	431	-	130	-	326	-	455	-	-
核燃料資産	1,254	1,114	1,599	1,504	849	840	1,401	1,358	1,384	928	-	-
特定投資	233	233	470	422	69	187	112	335	270	267	-	-
運転資本	551	1,180	1,643	3,349	436	1,112	964	1,856	489	775	215	420
繰延償却資産	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-
原価変動調整積立金・別途積立金	-	-	-	-	▲ 610	-	▲ 554	-	-	-	▲ 150	▲ 60
計	7,559	8,384	12,867	18,330	6,569	7,587	8,942	17,764	4,963	6,309	3,003	3,750

※沖縄電力については、一般送配電を含む（料金算定規則第4条第2項第1号関係）。

特定固定資産（東京電力EPを除く6事業者）

- 特定固定資産は、発電設備等の**電気事業固定資産**を言い、**原価算定期間における平均帳簿価額**を基に算定される。

（単位：億円）

	北海道		東北		北陸		中国		四国		沖縄	
	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)
水力発電設備	1,578	1,847	1,570	1,777	1,083	980	1,567	1,094	654	639	-	-
火力発電設備	807	1,561	3,395	3,807	1,557	2,063	2,798	3,282	747	1,424	975	1,035
原子力発電設備	2,317	1,097	3,110	5,418	2,915	890	784	3,864	1,125	1,575	-	-
新エネ発電設備	25	21	148	107	-	19	-	178	6	6	-	-
業務設備	188	151	277	369	257	204	353	632	95	127	131	132
合計	4,915	4,677	8,500	11,477	5,811	4,155	5,503	9,050	2,627	3,771	1,107	1,168

※沖縄電力については、一般送配電を含む（料金算定規則第4条第2項第1号関係）。

建設中の資産（東京電力EPを除く6事業者）

- 設備投資が行われた場合、電気事業固定資産として竣工するまでの間、**「建設中の資産」**として扱われる。
- 「建設中の資産」は、原価算定期間における**建設仮勘定の平均帳簿価額に50%を乗じた額**等を基に算定される。

（単位：億円）

	北海道		東北		北陸		中国		四国		沖縄	
	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)
水力発電設備	372	51	47	37	2	51	3	28	13	16	-	-
火力発電設備	120	15	421	30	1	177	77	72	90	38	88	41
原子力発電設備	112	828	172	1,062	4	927	1,436	4,648	88	44	-	-
新エネ発電設備	-	0	1	0	-	-	-	10	0	1	-	0
業務設備	3	24	14	17	6	7	-	81	2	14	4	2
合計	607	919	655	1,147	13	1,163	1,516	4,838	193	113	92	43

※沖縄電力については、一般送配電を含む（料金算定規則第4条第2項第1号関係）。

使用済燃料再処理関連加工仮勘定（東京電力EPを除く6事業者）

- 2016年に再処理等拠出金法が施行したことを受け、**再処理関連加工に要する費用**を、**拠出金**として**使用済燃料再処理機構に納付**している。
- 沖縄電力を除く各事業者は、当該拠出金を**「使用済燃料再処理関連加工仮勘定」**として計上している。

（単位：億円）

		北海道		東北		北陸		中国		四国		沖縄	
		現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)
使用済燃料再処理関連加工仮勘定		-	262	-	431	-	130	-	326	-	455	-	-
2022年度期首簿価		-	174	-	307	-	91	-	227	-	303	-	-
2022年度拠出金		-	35	-	48	-	15	-	38	-	56	-	-
2023年度期首簿価		-	209	-	355	-	107	-	265	-	359	-	-
拠出金※	2023年度	-	35	-	48	-	15	-	38	-	64	-	-
	2024年度	-	35	-	50	-	15	-	41	-	64	-	-
	2025年度	-	35	-	65	-	15	-	55	-	62	-	-
2025年度期末簿価		-	314	-	518	-	153	-	399	-	549	-	-

※前年度使用済燃料発生量（kg）×拠出金単価（円/g）

核燃料資産（東京電力EPを除く6事業者）

- 核燃料資産は、ウラン精鉱の購入・加工等に要する金額を整理した**「装荷以前の核燃料資産」**と、原子炉から取り出された使用済燃料に関する金額を整理した**「再処理関係の核燃料資産」**の2つから構成される。

（単位：億円）

	北海道		東北		北陸		中国		四国		沖縄	
	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)
装荷以前の核燃料資産	1,114	1,114	1,408	1,483	701	830	963	1,334	1,197	928	-	-
装荷核燃料	148	-	341	308	326	260	152	92	260	98	-	-
加工中等核燃料	966	1,114	1,067	1,175	375	570	812	1,242	937	831	-	-
再処理関係の核燃料資産	140	0	191	21	148	10	438	24	190	-	-	-
プルトニウム	1	-	0	-	0	-	-	-	-	-	-	-
前払金※2	139	0	191	21	147	10	438	24	190	-	-	-
レートベース合計	1,254	1,114	1,599	1,504	849	840	1,401	1,358	1,387	928	-	-

※1：上表の数値は、全て原価算定期間中の平均帳簿価額。
※2：沖縄電力を除く各事業者とも、現行原価には日本原燃への前払いを含むが、今回申請においては含まない。

特定投資（東京電力EPを除く6事業者）

- 料金算定規則上、特定投資は、エネルギーの安定的確保を図るための**研究開発、資源開発等を目的とした投資**であって、**電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効**であると認められる**長期投資**と位置づけられている。

（単位：億円）

	北海道		東北		北陸		中国		四国		沖縄※5	
	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)
日本原燃㈱	220	220	347	347	60	177	100	318	257	257	-	-
石炭資源開発㈱	3	3	5	5	3	1	4	-	3	3	-	-
日本原子力研究開発機構	7	7	12	12	5	6	8	8	7	4	-	-
原子力損害賠償・廃炉等支援機構	3	3	4	4	-	2	-	3	3	3	-	-
新エネルギー・産業技術総合開発機構	0	0	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-
大崎クールジェン㈱※1	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-
超電導センサテクノロジー㈱※2	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-
日豪ウラン資源開発㈱※3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
燃料調達プロジェクト※4	-	-	103	55	-	-	-	-	-	-		
合計	233	233	470	422	69	187	112	335	270	267	-	-

※１：IGFC(石炭ガス化燃料電池複合発電システム)およびCO2分離・回収技術に関する大型実証試験の実施等
※２：火力発電所ボイラ伝熱管の非破壊検査に関する研究で使用する超電導磁気センサ（SQUID）の開発等
※３：ウランの長期安定的な確保を目的とした豪州等におけるウラン資源の開発等
※４：ウランの長期安定的な調達および調達柔軟性の確保のため、ウラン濃縮事業およびウラン購入権の確保を目的としたウランプロジェクトへの投資。
※５：沖縄電力については、一般送配電を含む（料金算定規則第4条第2項第1号関係）。

運転資本（東京電力EPを除く6事業者）

- 運転資本とは、**営業活動に投下されている資金**をいう。
- **営業資本**（現金支出を伴う営業費）及び火力燃料その他の**貯蔵品に係る資金**は、**営業活動に投下された後、料金収入として回収されるまでの間（概ね1.5ヶ月）、経営の土台となって眠っている状態**となる。
- そのため、**上記の資金の1.5ヶ月分に相当する金額をレートベースに織り込み、事業報酬として料金原価に算入**することとしている。

（単位：億円）

		北海道		東北		北陸		中国		四国		沖縄	
		現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2013-2015)	今回申請 (2023-2025)	現行原価 (2008)	今回申請 (2023-2025)
運転資本	営業資本	378	732	1,068	1,946	299	614	639	1,178	351	501	146	267
	貯蔵品	173	447	575	1,403	137	498	325	678	137	274	68	153
	計	551	1,180	1,643	3,349	436	1,112	964	1,856	489	775	215	420

※沖縄電力については、一般送配電を含む（料金算定規則第4条第2項第1号関係）。
北陸電力の現行原価については、一般送配電を含む（料金算定規則第4条第2項第1号関係）。

事業報酬の算定方法（東京電力EPを除く6事業者）

- 料金算定規則上、事業報酬については以下のとおり算定することとされている。

（①電気事業全体の事業報酬－②送配電事業の事業報酬）×③発電小売事業に占める小売事業の割合

※「②送配電事業の事業報酬」は、託送供給約款の認可に係る審査で査定済。また、「③発電小売事業に占める小売事業の割合」は、発販一体会社では100%となる。

- 東京電力EPを除く各事業者について、事業報酬の算定方法は以下のとおり。

今回申請の事業報酬

（単位：億円）

			北海道	東北	北陸	中国	四国	沖縄
①電気事業全体	レートベース	A=D+G	15,177	34,659	11,951	27,078	11,098	3,750
	事業報酬率	B	2.8%	2.8%	2.8%	2.6%	2.7%	2.7%
	事業報酬	C=A×B	425	970	335	704	300	101
②送配電事業	レートベース	D	6,793	16,329	4,366	9,315	4,789	2,670
	事業報酬率	E	1.5%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.5%
	事業報酬	F=D×E	102	310	80※1	177	91	40※2
③発電・販売事業	レートベース	G	8,384	18,330	7,587	17,764	6,309	1,079
	事業報酬	H=C-F	323	660	255	527	209	62

※1　北陸：2016年託送認可値83億円（2016-18年エリア需要ベース）を2023-25年エリア需要ベースに補正
※2　沖縄：送配電事業に係る事業報酬については、小売料金審査要領に従って算定

【参考】レベニューキャップ制度による託送料金改定を反映した事業報酬

料金算定規則上、送配電事業に係る事業報酬額は、直近の託送供給等約款の認可又は届出に当たり、省令の規定により算定された額とされている。
レベニューキャップ制度による託送料金改定を反映した事業報酬は以下のとおり。

			北海道	東北	北陸	中国	四国	沖縄
①電気事業全体	レートベース	A=D+G	15,177	36,537	12,369	27,805	10,888	3,750
	事業報酬率	B	2.8%	2.8%	2.8%	2.6%	2.7%	2.7%
	事業報酬	C=A×B	425	1,023	346	723	294	101
②送配電事業	レートベース	D	6,793	18,207	4,782	10,042	4,578	2,670
	事業報酬率	E	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
	事業報酬	F=D×E	102	273	72	151	69	40
③発電・販売事業	レートベース	G	8,384	18,330	7,587	17,764	6,309	1,079
	事業報酬	H=C-F	323	750	275	572	225	62

事業報酬の算定方法（東京電力EP）

- **東京電力EP**についても、以下の式のとおり事業報酬を算定するものの、発販分離会社であるため、**「③発電小売事業に占める小売事業の割合」が100%とはならない**。

（①電気事業全体の事業報酬－②送配電事業の事業報酬）×③発電小売事業に占める小売事業の割合

- そのため、下表のとおり、レートベースを基に、「小売事業の割合」を算出している。

（億円）

		旧一体会社				
			PG（送配電）	HD（発電等）	RP（発電）	**EP（小売）**
レートベース	特定固定資産	**57,687**	47,880	5,684	3,871	**253**
	建設中資産	**6,193**	1,479	4,341	152	**220**
	使用済燃料再処理関連加工仮勘定	**3,536**	0	3,536	0	**0**
	核燃料資産	**5,719**	0	5,719	0	**0**
	特定投資	**2,088**	0	2,088	0	**0**
	運転資本	**7,517**	1,109	▲ 122	▲ 98	**6,628**
	合計額	**82,741**	50,467	21,247	3,925	**7,101**
事業報酬率		**2.8%**	1.9%			
事業報酬		**2,317**	959	**1,358**		
事業報酬（EP）				xxx	xxx	**299**

①

②

③レートベースの比率で按分

【事業報酬の算定方法】

① グループ全体のレートベース合計に、事業報酬率を乗じることで、グループ全体の事業報酬を算定する。

② 一般送配電事業者であるPGの事業報酬を算定する。（託送供給等約款の認可に係る審査で査定済）

③ ①から②を差し引いた金額を算定し、その金額について、HD・RP・EPのレートベースの比率に応じて按分する。

【６－９．事業報酬】

① レートベース･事業報酬の概要

② 各事業者の申請概要（レートベース･事業報酬）

③ 審査における論点（レートベース）

④ 審査における論点（事業報酬）

⑤ 審査の結果

審査における論点（レートベース）

- レートベースは、能率的な経営のために必要かつ有効であると認められる事業資産の価値であり、**「特定固定資産、建設中の資産、使用済燃料再処理関連加工仮勘定、核燃料資産、特定投資、運転資本、繰延償却資産」の合計額**で表される。
- その上で、レートベースの各構成要素のうち、特に、**特定固定資産・建設中の資産**について、**電気事業の運営にとって真に不可欠な設備のみが織り込まれているか**。
- なお、レートベースに織り込むことが不適切と判断された資産については、減価償却費等の費用についても、料金原価への算入を認めない。

【６－９．事業報酬】

① レートベース･事業報酬の概要

② 各事業者の申請概要（レートベース･事業報酬）

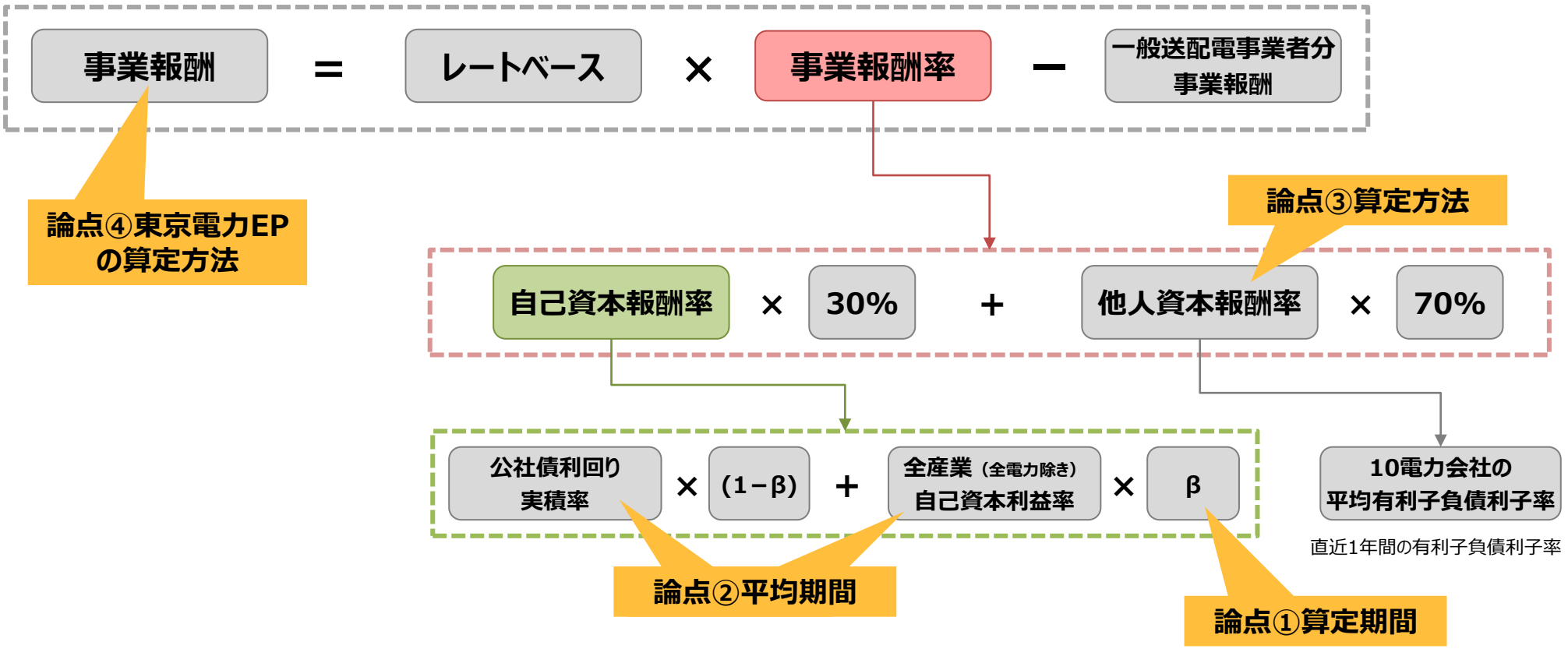
③ 審査における論点（レートベース）

④ 審査における論点（事業報酬）

⑤ 審査の結果

審査における論点（事業報酬）

- 事業報酬について、**①β値の算定期間**、**②公社債利回り及び全産業自己資本利益率の平均期間**、**③他人資本報酬率の算定方法**、**④東京電力EPの事業報酬の算定方法**、が主な論点となる。



公社債：国債、地方債等

β：事業者の事業経営リスク（市場全体の株価が１％上昇するときの当該事業者の株価の平均上昇率）

各事業者の事業報酬率の算定方法及び算定結果

- 各事業者の事業報酬率の算定方法及び算定結果は、以下のとおり。
- 各事業者により、β値の算定期間や、公社債利回り及び全産業自己資本利益率の平均期間が異なっている。

	北海道	東北	東京	北陸	中国	四国	沖縄
(A)自己資本報酬率							
(ア)公社債利回り平均値 平均期間※	0.19% 7年 （14-20年度）	0.19% 7年 （14-20年度）	0.19% 7年 （14-20年度）	0.17% 7年 （14-20年度）	0.08% 5年 （16-20年度）	0.18% 7年 （14-20年度）	0.18% 7年 （14-20年度）
(イ)全産業自己資本利益率 平均期間※	9.49% 7年 （14-20年度）	9.49% 7年 （14-20年度）	9.49% 7年 （14-20年度）	9.49% 7年 （14-20年度）	9.52% 5年 （16-20年度）	9.49% 7年 （14-20年度）	9.49% 7年 （14-20年度）
β値 算定期間	82% 11年（11.3.11-22.12.30）	81% 7年 （14-20年度）	81% 7年 （14-20年）	81% 10年 （12.10-22.10）	76% 5年 （16-20年度）	78% 2年 （19.2-21.2）	79% 7年 （14-20年度）
(ア)×(１－β)＋(イ)×β	7.81%	7.72%	7.72%	7.72%	7.26%	7.44%	7.53%
×３０%							
(B)他人資本報酬率	0.66%	0.66%	0.66%	0.66%	0.66%	0.66%	0.65%
×７０%							
事業報酬率	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.6%	2.7%	2.7%

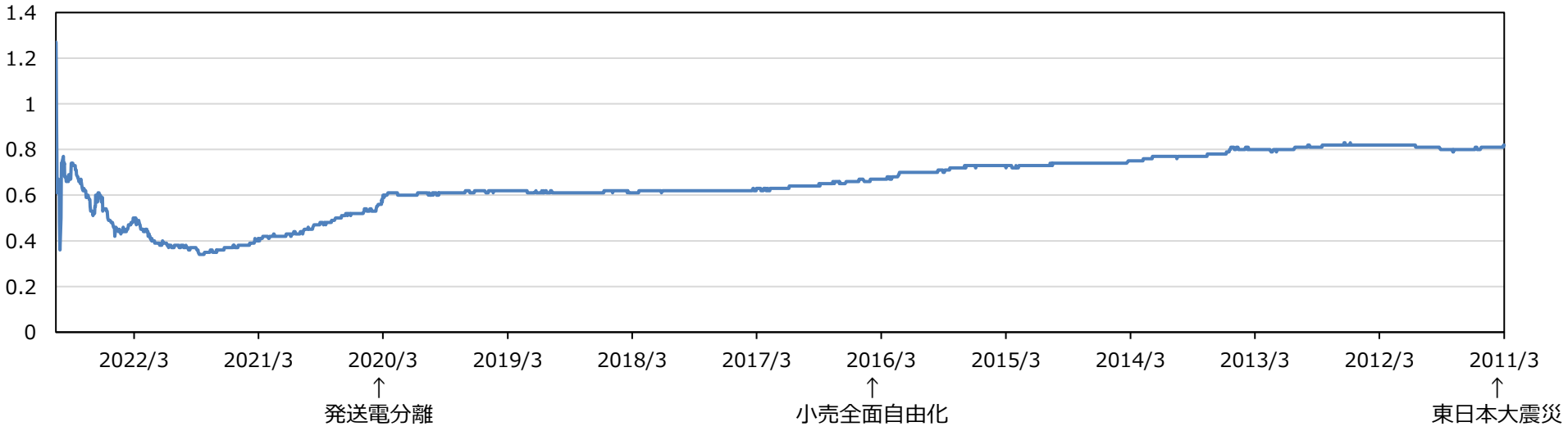
※実際には各年度で「(ア)×(１－β)＋(イ)×β」を算定した結果を平均し、自己資本報酬率を算定する。

（注）各事業者とも、端数処理の関係で同じ算定期間でも若干の差異が生じている。

審査における論点①（β値の算定期間）（1）

- β値は、東証株価指数（TOPIX）や日経平均株価などの株価指数の値動きに対し、各事業者の株価がどの程度の相関で動いているかを示す指数である。
- β値は、みなし小売電気事業者たる法人の事業経営リスクを表し、市場全体の株価が1%上昇する際の当該法人の株価の平均上昇率として算定する。
- **過去の値上げ申請（2012～15年）**では、各事業者はβ値の算定期間を**直近2年程度**としてきたが、**今回は算定期間をどのようにすべきか**。なお、今回、**直近2年のβ値は極端に低い水準となっていることに留意が必要**。

算定期間とβ値（累積・沖縄を除く電力9社平均）の関係



β値（年度別・単年度・沖縄を除く電力9社平均）

年度	2022年12月	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
B値	0.45	0.35	0.79	0.79	0.61	0.70	0.84	0.90	0.90	1.09	0.99	0.71

審査における論点①（β値の算定期間）（2）

- β値の算定にあたって、例えば、以下のような方法が考えられるが、**いずれの方法が適当か**。また、この他に適当な方法はあるか。

  ① 震災後の料金値上げの査定方針を参考に、**直近2年程度とする方法**

  ② レベニューキャップ制度における整理を参考に、**直近5年程度としつつ、極端に低い（高い）等の異常値を除く方法**

  ③ 電気事業を取り巻く環境が大きく変化するきっかけとなった東日本大震災以降の一定の長期間を採録するという考え方を基に、例えば、**直近10年程度等、算定期間を長くする方法**

- なお、異常値を除く方法を用いる場合、恣意性が含まれるおそれがあることにも留意が必要である。

【参考】 レベニューキャップ制度における算出方法（出典：2021年11月　託送料金制度（レベニューキャップ制度）中間とりまとめ　詳細参考資料）

分社化に伴い、一般送配電事業者は非上場会社となっておりβ値が存在しない。
β値については、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間（2006.3.11～2011.3.11）における親会社のβ値を用いる。

審査における論点①（β値の算定期間）（3）

【金融アナリストの見方】

- この５年くらいで電力株への投資家の関心が低下してきていたが、2020年頃からカーボンニュートラル、ESGが重視される中、投資家にとって事業の予見性が下がり、さらに関心が低下。
- 直近２年間のβ値が低いのは、電力株の人気が下がり、アクティブに売買されなくなったことが要因。
- 電気事業のリスクは上がっているにもかかわらず、直近のβ値が低下している。
- 事業が安定的な時期のみでβ値を算出するよりも、震災後に事業の見通しができなかった時期のβ値も含める方が参考になると思う。恣意性の排除という観点でも、直近を外すのではなく、震災後でなるべく長くとる方が良いのではないか。
- 直近２年間を除くよりは、2010年代前半から長く取る方が良いのではないか。 2010年代前半から長く取ることで、配当リスクがあるとき（2010年代前半）、配当リスクが無いとき（2010年代後半）の両方を含めることができる。

ヒアリング実施先・実施日

- 大和証券株式会社　西川周作氏（2022年12月16日）
- みずほ証券株式会社　新家法昌氏（2022年12月21日）

審査における論点①（β値の算定期間）（4）

- 第32回会合では、委員から、「**震災以降で長く期間を取るのが適切**」「**10年程度がよいのではないか**」との御意見をいただいた。

【圓尾委員】
まずβ値からお話ししようと思います。26ページに３つ出ていますが、私は③だと思います。過去２回、震災後はβ値をサンプリングするのに２年を取っていました。けれども、これは震災前と後で電力株の挙動があまりにも違うということで、震災前を参考にするのは不適切だということで、まだ年数が十分たっていなかったために、２年しか取れなかったということです。この「２年」に今以降こだわる必要はないと思います。
それから、レベニューキャップのときも議論しましたけれども、我々が証券分析をやる中で、５年間をサンプリングするのがβ値についてはよく使われる期間です。しかし、何か学術的に意味があるかというと実は全くなくて、慣例的に５年ぐらい取ればその企業の挙動を見るのに十分ではないかということで、慣習としてやっているにすぎないわけです。今回は、説明いただいたとおり、特に直近２年間が非常に問題になっていまして、皆さんお感じのとおり、電気事業の事業リスクは非常に上昇している一方で、本来であればそれに伴って上昇すべきβがむしろ逆に下がってしまっている。これは現役のアナリストにもヒアリングしましたが、このギャップは非常に違和感があると述べています。ギャップの理由は、電力株が本当に魅力がなくなって、要は売りも買いもされない状況になったので、株価が変動していないからなのです。ですから、この期間を除くのも一つの考え方ですが、恣意的に期間をいじるのもよくないと思いますので、企業の調子のいいときも悪いときも、いろいろな経営状況を１サイクル以上含む期間をもって、β値を考えるのが最適だろうと思います。そうすると、**震災以降、長く期間を取ってβ値を計算するのがまずは適切**かなと思っています。

【梶川委員】
このβ値の長さというのは、これは市場の状況とか、企業の、特に個別のビジネス構造とか、いろいろな問題はあるとは思うんですが、会計なんかのより個別に確からしさというお話より、この料金査定というのは分かりやすさというのがすごく重要になると思いますし、今回ある意味では何社か上がってきたという中で、やっぱりそういう意味では少し統一性のある、個別の事情もある意味では上回る統一性のある形というと、やっぱり**長い期間の中でいろいろな状況が平均的に反映するということになるのではないか**というふうに思います。

【松村委員】
β値に関しては、長い期間を取るというのは自然だと思います。それで、今までは、このβ値に限らず、震災で大きな構造変化があったということを踏まえて、震災後でできるだけ長い期間とかという、そういう考え方をしたことがあったと思います。しかし、例えばβ値とかというのは、本当に長ければ長いほどいいのか。ほかのものもそうなんですけど、例えば極端なことを言えば、震災のようなことがなかったとしたら、1960年代とか1970年代とかというもののデータを使って計算するのが正しいのか、あるいはもっと直近のものが正しいのかというと、この手の議論をしたときには、本当は10年ぐらい取れるのが望ましいのだけれど、震災の前は構造が大きく変わったから、だから震災のところで打止めにするとかという、そういうような発想というのがあったかと思います。そういうことを考えれば、直近で取れるものから10年程度と決めてしまうということをすれば、もう震災から10年以上たっているので、今後は「震災以降」とかそういう言い方をしなくても、かっちりしたルールというのが定められるような気もしますので、できるだけ長くというか、できるだけ近いところから10年とかというようなことに決めるというのは一つの考え方だと思います。10年だと長過ぎるということでもっと短くするということもあり得るとは思いますが、**私は10年程度というのがいろいろな意味でも、仮に異常値が入ったとしても変なことにならないということを考える点からしてもよいのではないか**と思います。

審査における論点①（β値の算定期間）（5）

- β値の算定期間について、直近10年間とした場合、**「直近」の起点をいつにするかが論点**となる。
- **過去の料金値上げの審査**では、β値について、長期の採録期間を確保出来ず、「直近」の起点をいつにするかが大きく影響する状況であったことから、**恣意性を排除**するため、**「査定方針案の取りまとめ日まで」の2年間**が算定期間とされた。
- 一方、**今回の値上げ申請**は、β値の算定期間を「直近10年間」とした場合、**長期の採録期間を確保することが可能**であり、「直近」の起点をいつにするかが**β値に与える影響は限定的**である。
- そのため、今回値上げ申請については、**明瞭性を重視**し、**各事業者の申請日の前月末を起点とした「直近10年間」**を算定期間とすることとしてはどうか。

【参考１】過去の料金値上げにおける査定方針（2014年／中部電力）（抜粋）

- **関西電力、九州電力、東北電力、四国電力及び北海道電力の料金値上げ審査における査定方針においては、**β値の採録期間を申請の際に用いた震災後から値上げ検討表明日（決算発表日）までとすることや、東京 電力による申請の査定方針と同様、震災後から申請日前日までとすることも方策として考えられたが、値上げ 検討表明日、申請日のいずれも事業者による恣意性を排除できないこと、電気事業の事業リスクを反映させるためには、2年程度の一定の長期間を採るべきことから、**平成23年3月11日から電気料金審査専門委員会での査定方針案のとりまとめ日までとすることが妥当**であるとしたところである。
- （**中部電力の料金値上げ審査における査定方針においては、**）「β値については、採録期間を１年未満とした場合のβ値は大きく変動しており、また、震災以降半年程度のβ値は高騰しているが、以降は比較的安定していること、震災の前後でβ値は大きく異なることから、**査定方針案のとりまとめ日までの直近２年間**とすることが妥当である。

【参考２】β値の算定期間の起点の違いが事業報酬率に与える影響（試算値）

β値の算定期間	β値	事業報酬率
2022年10月末までの10年間	80.82%	2.79%
2022年11月末までの10年間	80.07%	2.77%
2022年12月末までの10年間	79.76%	2.76%

※公社債利回り及び全産業自己資本利益率の平均期間を2015～21年度として試算。

審査における論点②（公社債利回り及び全産業自己資本利益率）（1）

- 料金審査要領上、**自己資本報酬率は**、東日本大震災後の状況を勘案しつつ、過大な利益が生じないようにする一方で、資金調達に支障が生じないよう、公正報酬といった観点から、**適正な事業経営リスクを見極めた上で設定**することと定められている。
- **公社債利回り及び全産業自己資本利益率の平均期間**について、今回の料金改定申請では、**中国電力が5年間**を採用しているが、**他の事業者は7年間**を採用している。
- **過去の値上げ申請（2012～15年）**では、**旧料金審査要領（2012年改定以前）の規定を参照し、7年間を採用**していたが、**今回も7年間とすることが適切か**。

【参考】供給約款料金審査要領（平成12年／旧料金審査要領）（抜粋）

第２節事業報酬
２．報酬率
算定規則第４条第５項により算定されているか否かにつき審査するものとする。
ここにおいて、「すべての事業者を除く全産業の自己資本利益率を上限とし、公社債の応募利回り等を下限として適正に算定した率」は、公に適正と認められ広く公表・認知されている「自己資本利益率」及び「国債、地方債等公社債の利回り」につき、その率が一般電気事業者の経営状況を判断するに適当な年限の平均値を用いるものとする。その適当な年限については、**近年の金利状況等に鑑み、当面は７年間とする。**

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（現行／料金審査要領）（抜粋）

第３節事業報酬
２．報酬率
算定規則第４条第５項により算定されているか否かにつき審査するものとする。
（１）自己資本報酬率
公に適正と認められ広く公表・認知されている**「自己資本利益率」及び「国債、地方債等公社債の利回り」につき、その率が事業者の経営状況を判断するに適当な期間の平均値を用いる**ものとする。
自己資本報酬率の設定に当たっては、東日本大震災後の状況を勘案しつつ、過大な利益が生じないようにする一方で、資金調達に支障が生じないよう、公正報酬といった観点から、適正な事業経営リスクを見極めた上で設定する。
具体的には、全てのみなし小売電気事業者たる法人を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する率（以下この２．において「全産業自己資本利益率」という。）を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率（以下「公社債利回り実績率」という。）を下限として以下の算式により各年度ごとに算定した値のみなし小売電気事業者の経営状況を判断するに適当な期間の値を平均した値とする（全産業自己資本利益率が公社債利回り実績率を下回る場合には公社債利回り実績率とする。）。
自己資本報酬率＝（１－β）×公社債利回り実績率＋β×全産業自己資本利益率

審査における論点②（公社債利回り及び全産業自己資本利益率）（2）

- **旧料金審査要領**（2012年改定以前）**の規定では**、自己資本利益率及び公社債利回りについて、一般電気事業者の経営状況を判断するのに適当な年限の平均値を用いるものとされ、その適当な年限については、近年の金利状況等に鑑み、**当面は7年間**とすると定められている。
- この7年間という年限は、**1995年の電気事業審議会料金制度部会中間報告**における提言を踏まえ、**正常な経済条件の下での適正な利潤を設定する観点**から、1998年に設定されたものである。
- これを受け、**中国電力を除く各事業者**は、**過去の値上げ申請の算定方法を参照**し、2014年度から2020年度（直近）の**7年間と設定**している（申請時点では、2021年度のデータが掲載される「産業別財務データハンドブック」は未発刊）。
- 一方、**中国電力**は、**小売全面自由化以降の5年間と設定**（2016～20年度）している。今回、発販一体での値上げ申請であることから、小売全面自由化前後で、発販一体で見た事業リスクに大きな変動はないと考えられるが、この5年間との設定について、どのように考えるか。

【参考】電気事業審議会料金制度部会中間報告（平成7年7月24日）
⑤事業報酬率（抜粋）
事業報酬は、電気事業者が引き続き見込まれる電力需要の増加に対応して、安定供給の確保に必要な「設備投資資金の調達コスト」を賄うものであり、長期投資による固定資本比率が高い業種の一つである電気事業においては、事業の遂行に必要な費用として今後とも確保する必要がある。
事業報酬率算定の基礎となる事業報酬率については、その趣旨に鑑み金利等の経済状況の変化を適切に反映させる必要があるが、我が国電気事業において長期借入金比率が高いこと、我が国の現在の金利水準が歴史的にみても低いこと、及び自己資本比率が低い我が国電気事業者の財務体質の脆弱化を招かないこと等を総合的に勘案して設定すべきである。

審査における論点③（他人資本報酬率）（1）

- **他人資本報酬率**は、料金算定規則に基づき、**全てのみなし小売電気事業者たる法人（当該法人を子会社とする会社がある場合にあっては、当該会社を含む）**の有利子負債利子率を、加重平均して算定する。また、料金審査要領上、「直近１年間の**有価証券報告書上公表されている各みなし小売電気事業者たる法人の有利子負債利子率**を用いる」こととされている。
- 「みなし小売電気事業者たる法人」の有利子負債利子率を算定する際、**発販一体の事業者については、親会社単体の数値を用いることが適切**と考えられる。
- 一方、**発販分離の事業者**について、**①連結、②連結にJERA※を加えたもの（連結＋JERA）、③親会社単体（ホールディング）のいずれの数値を用いるべきか**。

※株式会社JERAは、東京電力ホールディングス及び中部電力の持分法適用会社。

他人資本報酬率の算定結果（事務局による試算値）

発販分離の事業者の取り扱い	他人資本報酬率
①連結	0.63%（10社平均）
②連結＋JERA	0.62%（11社平均）
③親会社単体（ホールディング）	0.66%（10社平均）

グループ会社における主な事業内容

事業者	主な事業内容		みなし小売電気事業者たる法人
	親会社	子会社	
北海道・東北・北陸・関西・中国・四国・九州	**発電・小売**	送配電、その他	各親会社
東京	HD・原子力発電	発電、**小売**、送配電、その他	子会社（東京電力エナジーパートナー）
中部	HD・原子力発電	発電、**小売**、送配電、その他	子会社（中部電力ミライズ）
沖縄	**発電・小売・送配電**	その他	親会社

審査における論点③（他人資本報酬率）（2）

- 他人資本報酬率を算定する際、**①連結**、**②連結＋JERA**、**③親会社単体（ホールディング）**のそれぞれの数値を用いた場合のメリット・デメリットは、以下のとおり。

	①連結		②連結＋JERA		③親会社単体（ホールディング）	
料金算定規則との整合性	○	みなし小売たる法人が対象に含まれるため、**料金算定規則に合致**。	▲	**料金算定規則に合致しない可能性**。	▲	みなし小売たる法人が対象外となり、**料金算定規則に合致しない可能性**。
発販一体会社との整合性	○	販売部門を含めた連結数値を用いることで、**発販一体会社と整合**。	○	**発電部門を含めることで、発販一体会社と更に整合**。	▲	発販分離会社の親会社は、ホールディング機能が主であり、**発販一体会社と整合しない可能性**。
グループ全体の資金調達コストの反映	○	**みなし小売を含むグループ全体の資金調達コストを反映可能**。	○	同左	○	親会社はグループ全体の資金調達を担うため、**みなし小売を含むグループ全体の資金調達コストを反映可能**。
企業外部からの資金調達コストの算定	○	グループ会社間の借入を含まない、**企業外部からの純粋な借入のみを反映可能**。	○	同左	▲	**子会社からの借入利子率が混入**（ただし、親会社が子会社から借り入れるケースは限定的）。
電気事業に係る資金調達コストの算定	▲	送配電事業の他、不動産事業等の**電気事業以外の事業に係る他人資本調達コストが混入**。	▲	同左	○	送配電事業の他、不動産事業等の**電気事業以外の事業に係る他人資本調達コストを排除可能**。

審査における論点③（他人資本報酬率）（3）

- 第32回会合では、「全てのみなし小売電気事業者たる法人」の有利子負債利子率を算定する際、**発販分離の事業者**については、**連結にJERAを加えた数値（連結＋JERA）を用いるべき**とのご意見をいただいた。
- 発電部門も含めた電気事業に係る資金調達コストの算定にあたり、JERAの有利子負債利子率を含めることが合理的と考えられるが、**他人資本報酬率の算定に係る省令（料金算定規則）の解釈が論点となる**。

第32回料金制度専門会合における委員からの御意見

【圓尾委員】
他人資本報酬率に関しては、これはやはり電気事業のリスクが支払利息として表現されるのを幅広く平均的に捉える必要があると思いますので、（中略）連結にＪＥＲＡを加えたもの、つまり発電・ネットワーク・小売トータルのアセットを調達するための他人資本が今現状どうなっているかを使うのが適切ではないかと思っています。

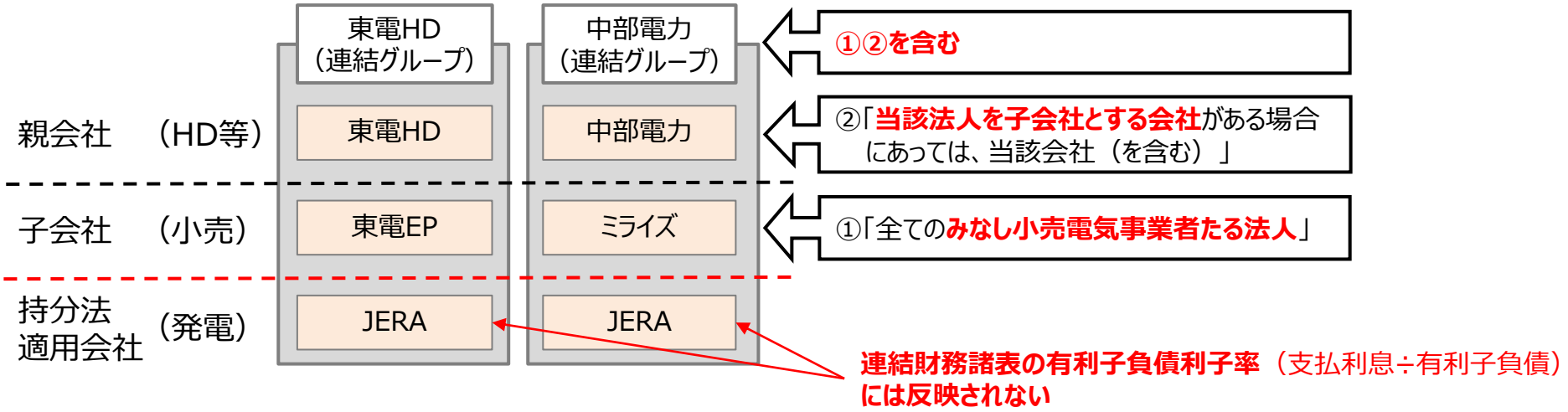
【北本委員】
他人資本報酬率算定に当たりＪＥＲＡについては、連結＋ＪＥＲＡの数字を織り込んだ11社平均がよいと考えます。

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）
（事業報酬の算定）
第四条
５ 報酬率は、次の各号に掲げる方法により算定した自己資本報酬率及び他人資本報酬率を三十対七十で加重平均した率とする。
一 自己資本報酬率 全てのみなし小売電気事業者たる法人(当該法人を子会社とする会社がある場合にあっては、当該会社を含む。以下この項において同じ。)を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下限として算定した率(全てのみなし小売電気事業者たる法人を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値が、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下回る場合には、国債、地方債等公社債の利回りの実績率)を基に算定した率
二 他人資本報酬率 全てのみなし小売電気事業者たる法人の有利子負債額の実績額に応じて当該有利子負債額の実績額に係る利子率の実績率を加重平均して算定した率

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）（抜粋）
第３節 事業報酬
２．報酬率
算定規則第４条第５項により算定されているか否かにつき審査するものとする。
（２）他人資本報酬率
当面は直近１年間の有価証券報告書上公表されている各みなし小売電気事業者たる法人の有利子負債利子率を用いるものとする。

審査における論点③（他人資本報酬率）（4）

- **<u>他人資本報酬率</u>**は、**<u>料金算定規則</u>**で、「**<u>①全てのみなし小売電気事業者たる法人（②当該法人を子会社とする会社がある場合にあっては、当該会社を含む）</u>**」の有利子負債利子率を加重平均して算定することとされており、発販分離会社では以下の解釈が可能と考えられる。
  - ①「全てのみなし小売電気事業者たる法人」：東電EP、中部電力ミライズ
  - ②「当該法人を子会社とする会社がある場合にあっては、当該会社（を含む）」：東電HD、中部電力
- 上記①②を踏まえ、**<u>連結の有利子負債利子率を用いることは可能</u>**と考えられる。一方、持分法適用会社である**<u>JERAについては、上記①②に含むと解釈することは困難</u>**と考えられる。
- そのため、**<u>「連結＋JERA」が適当ではあるものの、料金算定規則を踏まえて、連結の有利子負債利子率を用いることとしてはどうか</u>**。なお、他人資本報酬率について、連結を用いて算定した場合は0.63%である一方、「連結＋JERA」を用いた場合は0.62%であり、大きな乖離は無い。



審査における論点④ （東京電力EPの事業報酬の算定方法）（1）

- 東京電力EPは、「①電気事業全体の事業報酬」について、**グループ全体**（HD・EP・RP・PG）**のレートベースに事業報酬率を乗じて算定**している。
- 一方、第37回会合で、委員から「**JERAのアセットを厳密でなくても足すことが本来は必要**」との御意見をいただいた。
- 委員からの御意見を踏まえ、JERAの資産もレートベースに含めることとし、具体的なレートベースの算定方法を検討する必要がある。

【参考】事業報酬の算定式

（①電気事業全体の事業報酬 － ②送配電事業の事業報酬） ×③発電小売事業に占める小売事業の割合

第37回料金制度専門会合における委員からの御意見

【圓尾委員】

数字としては、仕上がりに対して小さなインパクトなのかもしれませんけれども、東電EPの事業報酬の計算の仕方はすごい違和感がありまして、何かというと、事業報酬率2.8%をPG、ホールディングス、RP、EPの合計に対して使っているのが、ずれていると思います。つまり、**他電力みんなそうですけれども、発電のアセットも含めたトータルのビジネスに対しての事業リスクを勘案したら2.8%になっていたということで、ネットワークに関しては**1.9%。**リスクが低いから1.9%なわけですけれども、発電ビジネスは非常にリスクがそれに比べて高いから、2.8%よりもずっと高い報酬率が適当であって、その加重平均として2.8になっている**と思います。ところが、JERAが入ってないので。一方で、**株式市場で東京電力や中部電力の株価を投資家が売り買いするときは、当然JERAの収益性とかJERAのリスクも考えて、込みにして彼らは行動をとっているわけなので、そこはやはりずれている**のです。

ですから、算定規則がそうだからと言われたらしようがないのかなとは思いますけれども、**本来はJERAのレートベースに相当するところを、例えば中部と東京と50・50でもいいです、按分でも入れることを本来はすべき**で、そうするとEPの事業報酬額はぐっと下がってくるはずだと思うのです。この東電が出している旧一体会社の合計額見れば一目瞭然ですけれども、**PGがかなりのウエートを占めていて、そこの事業報酬率が1.9。それ以外のところとの加重平均の2.8ですから、それはEPのところが大きく数字が上がってしまう**のはしようがないと思います。

一方、EPの7,000億ぐらいのアセットに単純に2.8掛ければどうかというと、2.8はネットワークの低い事業リスクの分も織り込んだことになっているので、EPからすると損することになってしまうでしょうし、ここは非常に難しいのですけれども、本来はJERAのアセットを厳密でなくてもいいから足して、もう少し仕上がりを適正化していくことが本来は必要なんじゃないのかなと思いました。

審査における論点④（東京電力EPの事業報酬の算定方法）（2）

- レートベースには、電気事業の運営にとって真に不可欠な設備のみを織り込む必要がある。ただし、JERAについては、東京電力HDの支配が及ぶ連結子会社ではなく、資産を精査してレートベースに織り込むことは現実的に困難であると考えられる。
- そこで、JERAについては、**有価証券報告書に記載されている粒度で、レートベースに相当する資産に、東京電力HDの持ち分である50%を乗じたものを織り込むこととしてはどうか**。
- この場合、本来はレートベースから除外すべき資産が、事業報酬の算定過程に含まれる可能性があるものの、JERAの資産を最大限織り込むことで、発電小売事業に占める東京電力EPの割合が低下し、**東京電力EPの事業報酬額を保守的に見積もることが可能になる**と考えられる。
- なお、JERAの有価証券報告書は、監査法人による監査を受けており、資産の実在性など、一定の信頼性は確保されているものと考えられる。

審査における論点④（東京電力EPの事業報酬の算定方法）（3）

- JERAを含めた算定方法のイメージは以下のとおり。

JERA（有価証券報告書数値×50%）を含めた場合

（億円）

		合計	送配電	発電等			小売	JERA※（有報ﾍﾞｰｽ）
			PG	HD	RP	JERA	EP	
レートベース	特定固定資産	62,741	47,880	5,684	3,871	5,054	253	10,109
	建設中資産	6,313	1,479	4,341	152	120	220	240
	使用済燃料再処理関連加工仮勘定	3,536	0	3,536	0	0	0	0
	核燃料資産	5,719	0	5,719	0	0	0	0
	特定投資	2,088	0	2,088	0	0	0	0
	運転資本	9,079	1,109	▲ 122	▲ 98	1,562	6,628	3,124
	合計額	89,477	50,467	**31,908**			**7,101**	13,472
事業報酬率		**2.8%**	1.9%					
事業報酬		**2,505**	959	**1,546**				
事業報酬（EP）		2,505	959	1,265			**282**	

50%

①

②

③レートベースの比率で按分

【参考】申請ベース（JERA除き）

（億円）

合計	送配電	発電等		小売
	PG	HD	RP	EP
57,687	47,880	5,684	3,871	253
6,193	1,479	4,341	152	220
3,536	0	3,536	0	0
5,719	0	5,719	0	0
2,088	0	2,088	0	0
7,517	1,109	▲ 122	▲ 98	6,628
82,741	50,467	**38,628**		**7,101**
2.8%	1.9%			
2,317	959	**1,358**		
	959	**1,059**		**299**

※JERAの値は有価証券報告書から事務局で試算したものであり参考値

審査における論点④（東京電力EPの事業報酬の算定方法）（4）

- 今回の料金改定申請で、**東京電力は、グループ全体でレートベースの自主カットを織り込んでいる**。一方、これに伴って、レートベースに占める東京電力EPの割合が増加し、**結果的に、東京電力EPの事業報酬が増加**している。
- そのため、**自主カットに伴って、東京電力EPの事業報酬が増加するというパラドックス**を防ぐため、適切な事業報酬の算定方法を検討する必要がある。

（億円）

		自主カット後					
			PG（送配電）	HD（発電等）	RP（発電）	JERA（発電）	EP（小売）
レートベース	特定固定資産	62,741	47,880	5,684	3,871	5,054	253
	建設中資産	6,313	1,479	4,341	152	120	220
	使用済燃料再処理関連加工仮勘定	3,536	0	3,536	0	0	0
	核燃料資産	5,719	0	5,719	0	0	0
	特定投資	2,088	0	2,088	0	0	0
	運転資本	9,079	1,109	▲ 122	▲ 98	1,562	6,628
	合計額	89,477	50,467	31,908			7,101
事業報酬率		2.8%	1.9%				
事業報酬		2,505	959	1,546			
事業報酬（EP）				xxx			282

①

②

（億円）

自主カット前					
	PG（送配電）	HD（発電等）	RP（発電）	JERA（発電）	EP（小売）
68,850	47,880	11,679	3,871	5,054	367
6,527	1,479	4,553	155	120	221
3,536	0	3,536	0	0	0
6,110	0	6,110	0	0	0
2,088	0	2,088	0	0	0
9,079	1,109	▲ 122	▲ 98	1,562	6,628
96,191	50,467	38,509			7,215
2.8%	1.9%				
2,693	959	1,734			
		xxx			274

③レートベースの比率で按分

レートベースにおける自主カット（6,715億円）により、
東京電力EPの事業報酬は8億円増加

審査における論点④ （東京電力EPの事業報酬の算定方法）（5）

- 事業報酬の算定式は下記のとおりであるところ、「③発電小売事業に占める小売事業の割合」は、料金算定規則において、「事業者及び特別関係事業者（発電事業者であるものに限る。）のレートベースの額の合計額のうち、事業者のレートベースの額の合計額の占める割合」とされており、レートベースの額以外の指標を用いることは困難とも考えられる。
- 上記を踏まえつつ、パラドックスを解消するため、当該規定における**発電事業者のレートベースの額については、自主カット前のレートベースの額を用いると解釈することとしてはどうか**。

【参考】事業報酬の算定式

（①電気事業全体の事業報酬－②送配電事業の事業報酬）×③発電小売事業に占める小売事業の割合

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

（事業報酬の算定）
第四条 事業者は、事業報酬として、電気事業報酬の額を算定（中略）しなければならない。
2 （略）
3 前項の規定にかかわらず、事業者の営む小売電気事業、一般送配電事業若しくは発電事業の全部若しくは一部の譲渡しがあり、又は事業者について分割（小売電気事業、一般送配電事業又は発電事業の全部又は一部を承継させるものに限る。）があった場合における電気事業報酬の額は、別表第一第一表により分類し、第一号に掲げる額から第二号に掲げる一般送配電事業等に係る電気事業報酬の額（事業者の営む一般送配電事業の全部の譲渡し又は事業者についての分割（一般送配電事業の全部を承継させるものに限る。）がないときは前項第二号に掲げる一般送配電事業等に係る電気事業報酬の額）を減じて得た額に、第三号に掲げる割合を乗じて得た額とする。
一・二（略）
三 事業者及び特別関係事業者（発電事業者であるものに限る。）のレートベースの額の合計額のうち、事業者のレートベースの額の合計額の占める割合

審査における論点④（東京電力EPの事業報酬の算定方法）（6）

- 自主カット前のレートベースの額を用いた按分方法のイメージは以下のとおり。

HD･RPについて、自主カット前数値を用いた場合

（億円）

		合計	送配電	発電等			小売
			PG	HD	RP	JERA	EP
レートベース	特定固定資産	68,737	47,880	11,679	3,871	5,054	253
	建設中資産	6,527	1,479	4,553	155	120	220
	使用済燃料再処理関連加工仮勘定	3,536	0	3,536	0	0	0
	核燃料資産	6,110	0	6,110	0	0	0
	特定投資	2,088	0	2,088	0	0	0
	運転資本	9,079	1,109	▲ 122	▲ 98	1,562	6,628
	合計額	96,077	50,467	**38,509**			**7,101**
事業報酬率		**2.8%**	**1.9%**				
事業報酬		**2,690**	**959**	**1,731**			

①

②

【参考】HD･RPについて、自主カット後数値を用いた場合

（億円）

合計	送配電	発電等			小売
	PG	HD	RP	JERA	EP
62,741	47,880	5,684	3,871	5,054	253
6,313	1,479	4,341	152	120	220
3,536	0	3,536	0	0	0
5,719	0	5,719	0	0	0
2,088	0	2,088	0	0	0
9,079	1,109	▲ 122	▲ 98	1,562	6,628
89,477	50,467	**31,908**			**7,101**
2.8%	**1.9%**				
2,505	**959**	**1,546**			

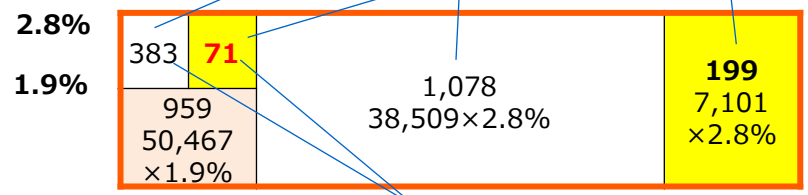
③自主カット前のレートベースの比率で按分

事業報酬（按分後）	2,690	959	1,462	**270**

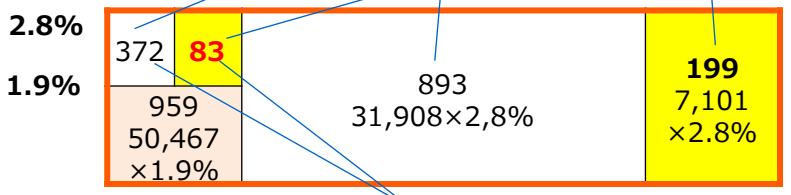
③自主カット後のレートベースの比率で按分

2,505	959	1,265	**282**

算出イメージ



発電：小売＝ 38,509 ：7,101



発電：小売＝31,908 ：7,101

【６－９．事業報酬】

① レートベース･事業報酬の概要

② 各事業者の申請概要（レートベース･事業報酬）

③ 審査における論点（レートベース）

④ 審査における論点（事業報酬）

⑤ 審査の結果

審査の結果（レートベース）

- レートベースを審査した結果、「６－８．設備投資（減価償却費・固定資産除却費）」に記載した特別監査の結果に加えて、以下の点についても査定する。

【東北電力】

- 料金審査要領に基づき、石炭資源開発（株）からの配当相当額を査定する。

審査の結果（事業報酬）

- 前ページのとおり査定した**レートベース**に、以下の前提に基づく**事業報酬率を乗ずる**ことで、**事業報酬を算定**することとする。ただし、新たに算定した事業報酬が、**事業者の申請値を上回る場合**、**超過分は認めない**。（※なお、託送料金の改定に伴う小売料金原価上の事業報酬額への影響は、最終的な補正で反映する。）

① **β値の算定期間**

- **各事業者の申請日の前月末を起点とした「直近10年間」**を算定期間とする。

② **公社債利回り及び全産業自己資本利益率の平均期間**

- **2015～21年度の「直近7年」**を平均期間とする。（※2021年度のデータが発刊されたことに伴って最新化）

③ **他人資本報酬率の算定方法**

- **発販分離の事業者**については、**連結の有利子負債利子率**を用いることとする。（発販一体の事業者については親会社単体の数値を用いる。）

④ **東京電力EPの事業報酬の算定方法**

- 東京電力EPの事業報酬の算定において、**JERAについては**、有価証券報告書に記載されている粒度で、レートベースに相当する資産に、**東京電力HDの持ち分である50%を乗じたものを織り込む**。
- 電気事業全体から送配電事業分を控除した事業報酬の額に対し、発電小売事業に占める小売事業の割合を乗じる際、当該割合については、**発電事業者の自主カット前のレートベースの額を用いる**こととする。

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
- 6－1．　需要想定･供給力
- 6－2．　経営効率化
- 6－3．　燃料費
- 6－4．　購入･販売電力料
- 6－5．　原子力バックエンド費用
- 6－6．　人員計画･人件費
- 6－7．　修繕費
- 6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
- 6－9．　事業報酬
- **6－10．その他経費**
- 6－11．公租公課
- 6－12．控除収益
- 6－13．費用の配賦
- 6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要

②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

その他経費の概要①

- その他経費は、廃棄物処理費や消耗品費などの費目をまとめた総称である。
- その他経費に該当する費目とその概要は以下のとおり。

費目名	説　明
廃棄物処理費	火力発電や原子力発電等によって発生する廃棄物の処理にかかる費用。火力では灰処理費、排水処理費、排煙処理費等があり、原子力では放射性廃棄物処理費等が該当。
消耗品費	発電用機器の潤滑油脂費、被服費、図書費、光熱費・水道料、車両の燃料費等。
補償費	契約、協定、覚書等による補償義務に基づいて定期的又は臨時的に支払う費用等。主なものは、汚染負荷量賦課金、損害賠償費用。
賃借料	事務所建物等の賃料である借地借家料、土地の使用料、その他車輌や事務機器等のリース料（機械賃借料、雑賃借料）等。
委託費	設備の運転又は点検、警備、業務のシステム化、口座振替関連等を他に委託する費用。
損害保険料	原子力損害の賠償に関する法律の規定による保険料、原子力損害賠償補償契約に関する法律の規定による補償料、火災保険等の損害保険契約等に基づいて支払う保険料。
原子力損害賠償資金補助法一般負担金	原子力損害の補完的な補償に関する条約の実施に伴う原子力損害賠償資金の補助等に関する法律に基づく負担金。
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	原子力損害賠償・廃炉等支援機構法に基づく負担金。
普及開発関係費	広報活動、新規需要開発、電気使用合理化等に要する費用。テレビ・ラジオ放送費、PR館や展示館等の運営費、発電所見学会開催費、お客様周知用チラシ（料金改定等）やパンフレット印刷費等。

その他経費の概要②

費目名	説　明
養成費	電気技術の能力向上を目的とする研修費や社員の基礎的能力の向上を目的とする研修費等。
研究費	自社研究所の費用、委託研究の費用、共同研究のための分担金、その他研究のために要する費用。
諸費	通信運搬費、旅費、寄付金（反対給付を期待しないで任意に支出した金額）、団体費（諸会費及び事業団体費等）、雑費（会議費や諸会費、事業団体費、諸手数料、公共施設等分担金等）、雑損（貯蔵品の棚卸損や評価損等）。
貸倒損	電灯電力等の収入で回収できない費用。
共有設備費等分担額 ・同（貸方）	共有設備の維持、運転等の管理を分担する費用。
建設分担関連費振替額（貸方）	電気事業及び附帯事業の建設に間接に関連した費用（人件費、旅費等）の建設仮勘定への振替額。
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	附帯事業の営業に間接に関連した費用（人件費、修繕費、減価償却費等）の振替額。
原子力廃止関連仮勘定償却費	原子力廃止関連仮勘定（廃炉した原子力発電設備の帳簿価額等）の償却費用（10年間均等償却）。
電力費振替勘定（貸方）	建設工事や附帯事業のために自家消費した電気を一括控除。
社債発行費	金融機関及び証券会社の取扱手数料等。

関係法令における規定①（その他経費）

- その他経費については、料金算定規則において、実績値等を基に算定することとなっている。
- また、料金審査要領において、普及開発関係費・寄付金・団体費・研究費等の原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（認可料金の原価等の算定）

第二条 改正法附則第十八条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする特定小売供給約款で設定する料金を算定しようとするみなし小売電気事業者（以下「事業者」という。）は、四月一日又は十月一日を始期とする一年間を単位とした将来の合理的な期間（以下「原価算定期間」という。）を定め、**当該原価算定期間において電気事業を運営するに当たって必要であると見込まれる原価に利潤を加えて得た額（以下「原価等」という。）を算定しなければならない**。

（営業費の算定）

第三条

２ 三 使用済燃料再処理等拠出金発電費、廃棄物処理費、特定放射性廃棄物処分費、**消耗品費、補償費、賃借料、委託費、損害保険料、原子力損害賠償資金補助法一般負担金、原賠・廃炉等支援機構一般負担金、普及開発関係費、養成費、研究費、諸費、**貸倒損、**固定資産除却費**、原子力発電施設解体費、**共有設備費等分担額、共有設備費等分担額(貸方)、原子力廃止関連仮勘定償却費、**開発費、開発費償却、**電力費振替勘定(貸方)、**株式交付費及び**社債発行費　実績値及び供給計画等を基に算定した額**

九 建設分担関連費振替額(貸方)及び**附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)　実績値及び供給計画等を基に算定した額**

関係法令における規定②（その他経費）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第１節 基本的考え方

1．電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮し、**普及開発関係費（公益的な目的から行う情報提供に係るものを除く。）、寄付金及び団体費は原価への算入を認めない**。ただし、合理的な理由がある場合には、これらの費用の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。また、電気の供給にとって優先度が低いものや、**規制料金として回収することが社会通念上不適切なもの（交際費、政治献金、書画骨董等）については、原価への算入を認めない**。

3．資材調達や工事・委託事業等に係る費用であって、申請後に契約を締結し、又は契約締結に係る交渉を行うものについては、削減を求めることが困難であるものを除き、これまでの入札の実施等による効率化努力の実績や他の事業者の効率化努力との比較を行いつつ査定を行う。

4．申請事業者の関係会社との取引に係る費用のうち、一般管理費等については、削減を求めることが困難であるものを除き、出資比率等を勘案し、申請事業者に求める効率化努力の水準と比較しつつ査定を行う。

5．**従業員以外の者であってその業務内容が不明確なもの（相談役及び顧問等）に係る費用や宿泊施設、体育施設その他の厚生施設（社宅・寮等**であって、電気事業を遂行するために必要と認められるものを除く。）に係る費用については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮し、**原価への算入を認めない**。

第２節 営業費

5．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

（１）**社宅・寮等の賃借料**については、入居率が総務省統計局の「住宅・土地統計調査空き家率の算出」等の統計資料を指標としてこれを下回る部分や周辺物件の平均的賃料水準等を勘案し査定を行う。ただし、発電所や変電所の近隣にある社宅・寮等に係る賃借料については、合理的な理由がある場合には、これにかかわらず原価への算入を認める。

（２）**普及開発関係費**については、インターネットやパンフレット等を利用した電気料金メニューの周知、需要家にとって電気の安全に関わる周知、電気予報等需給逼迫時の需要抑制要請といった**公益的な目的から行う情報提供について、厳に必要なもののみ原価に算入することを認める**。ただし、公益的な目的から行う情報提供であっても、**販売促進としての側面が強いものに係る費用やイメージ広告に類似するものに係る費用については、原価への算入を認めない**。**オール電化関連の費用**については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、**原価への算入を認めない**。ＰＲ館等の費用については、販売促進に係る応分の費用については、原価への算入を認めない。ただし、**原価への算入を認めないとする費用であっても、合理的な理由がある場合には、当該費用の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める**。

（３）**寄付金**については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、**原価への算入を認めない**。ただし、合理的な理由がある場合には、当該費用の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。

（４）**団体費**については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、**原価への算入を認めない**。ただし、**合理的な理由がある場合には、当該費用の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める**。

（５）**研究費における一括分担金**のように、事業者間で販売電力収入等一定の比率により各社の負担額が定まるものについては、**個別の研究内容を確認できず査定が行えない場合には、原価への算入を認めない**。

各事業者の申請概要（その他経費）【全体】

- その他経費に関する各事業者の申請概要は以下のとおり。

（単位：百万円）

	北海道電力			東北電力			東京電力ＥＰ			北陸電力			中国電力			四国電力			沖縄電力		
	申請	前回(2013)	差引	申請	前回(2013)	差引	申請	前回(2012)	差引	申請	前回(2008)	差引	申請	前回(2008)	差引	申請	前回(2013)	差引	申請	前回(2008)	差引
廃棄物処理費	7,798	7,261	537	14,964	11,901	3,063	-	14,428	▲ 14,428	7,771	6,393	1,378	13,722	9,701	4,022	6,367	5,955	412	2,422	1,537	885
消耗品費	1,071	1,728	▲ 657	2,657	2,681	▲ 24	972	12,791	▲ 11,819	2,604	1,148	1,457	2,208	1,852	356	1,859	1,752	107	351	447	▲ 96
補償費	1,071	1,701	▲ 630	506	788	▲ 282	9	3,420	▲ 3,411	757	841	▲ 84	879	1,094	▲ 215	396	679	▲ 283	273	506	▲ 233
賃借料	3,160	2,794	366	11,027	6,797	4,229	6,983	30,869	▲ 23,886	2,087	1,647	440	4,668	2,360	2,308	3,872	2,184	1,689	490	851	▲ 361
委託費	34,530	19,366	15,164	31,990	32,833	▲ 843	70,347	137,920	▲ 67,573	19,301	7,185	12,116	29,930	17,488	12,442	24,848	24,852	▲ 4	2,440	3,257	▲ 816
損害保険料	345	609	▲ 264	748	842	▲ 94	3	1,906	▲ 1,903	380	449	▲ 70	493	481	12	453	850	▲ 397	6	25	▲ 19
原子力損害賠償資金補助法一般負担金	6	-	6	13	-	13	-	-	-	6	-	6	6	-	6	6	-	6	-	-	-
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	6,806	6,520	286	10,663	10,709	▲ 46	-	56,740	▲ 56,740	5,676	-	5,676	5,175	-	5,175	7,755	6,520	1,235	-	-	-
普及開発関係費	446	377	68	2,575	761	1,814	1,611	1,897	▲ 286	562	6,485	▲ 5,923	111	6,287	▲ 6,176	619	381	238	52	897	▲ 845
養成費	472	483	▲ 12	962	540	422	204	1,840	▲ 1,636	389	556	▲ 168	532	890	▲ 358	520	725	▲ 205	36	119	▲ 83
研究費	1,570	1,311	259	3,419	2,974	445	1,644	10,703	▲ 9,059	1,191	1,334	▲ 143	2,617	3,770	▲ 1,153	2,452	2,220	232	39	143	▲ 104
諸費	9,198	4,743	4,455	19,424	7,303	12,121	17,761	11,864	5,897	5,362	2,575	2,787	15,970	14,780	1,190	7,062	4,072	2,990	527	2,411	▲ 1,885
（内数）寄付金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63	▲ 63	-	342	▲ 342	-	-	-	-	262	▲ 262
（内数）団体費	416	252	165	516	273	244	353	477	▲ 124	346	354	▲ 8	417	423	▲ 6	283	307	▲ 24	4	95	▲ 90
貸倒損　※前回は「電気料貸倒損」	606	630	▲ 24	857	644	213	4,949	2,392	2,557	147	162	▲ 14	363	474	▲ 111	206	213	▲ 7	71	88	▲ 17
共有設備費等分担額	228	236	▲ 8	413	357	56	-	1,870	▲ 1,870	150	47	103	234	181	53	279	288	▲ 9	-	-	-
共有設備費等分担額（貸方）	▲ 14	▲ 15	1	▲ 17	▲ 44	27	-	▲ 15	15	▲ 4	-	▲ 4	▲ 30	▲ 39	9	▲ 245	▲ 191	▲ 54	-	-	-
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 50	▲ 135	85	▲ 295	▲ 294	▲ 1	▲ 45	▲ 353	308	▲ 173	▲ 3	▲ 170	▲ 398	▲ 98	▲ 300	▲ 15	▲ 19	4	▲ 11	▲ 60	49
附帯事業営業費用分担関連費振替額	▲ 24	▲ 3	▲ 22	▲ 98	▲ 31	▲ 68	▲ 469	▲ 513	44	▲ 12	▲ 2	▲ 9	▲ 250	▲ 117	▲ 133	▲ 110	▲ 117	7	▲ 36	▲ 5	▲ 31
原子力廃止関連仮勘定償却費	-	-	-	2,441	-	2,441	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,333	-	4,333	-	-	-
電力費振替勘定（貸方）	▲ 26	▲ 28	2	▲ 120	▲ 143	22	-	▲ 108	108	-	-	-	▲ 2,225	▲ 289	▲ 1,936	▲ 287	▲ 176	▲ 112	▲ 1	▲ 21	19
社債発行費	373	116	258	447	187	260	8	-	8	352	100	252	529	119	410	231	47	184	14	▲ 11	25
社債発行費償却	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	▲ 38
その他	-	-	-	-	272	▲ 272	-	-	-	-	78	▲ 78	-	99	▲ 99	-	33	▲ 33	-	-	-
合計	67,565	47,696	19,869	102,573	79,076	23,497	103,977	287,651	▲ 183,674	46,546	28,995	17,551	74,535	59,034	15,501	60,601	50,269	10,333	6,672	10,222	▲ 3,550
営業費合計に占めるその他経費の割合	9.0%	9.0%	-	4.2%	6.5%	-	1.5%	6.7%	-	6.0%	9.1%	-	5.7%	8.4%	-	9.2%	14.4%	-	3.7%	11.0%	-

※「申請」は、原価算定期間（2023～25年度）の３カ年平均値。「前回」には、送配電部門の原価は含まない。

※単位未満は四捨五入。差引、合計は一致しない場合がある。黄色ハイライトは、差引+10億円以上のもの。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要

②廃棄物処理費

③消耗品費

④補償費

⑤賃借料

⑥委託費

⑦損害保険料

⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金

⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金

⑩普及開発関係費

⑪養成費

⑫研究費

⑬諸費

⑭貸倒損

⑮共有設備費等分担額、同（貸方）

⑯建設分担関連費振替額（貸方）

⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）

⑱原子力廃止関連仮勘定償却費

⑲電力費振替勘定（貸方）

⑳社債発行費

㉑審査における論点

㉒審査の結果

各事業者の申請概要（廃棄物処理費）

- 廃棄物処理費は、**火力発電や原子力発電などから発生する廃棄物の処理に係る費用**が計上されている（東京は計上無し）。
- **沖縄電力**の申請原価は、現行原価と比較して、伸びが大きい。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				北陸電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
火力廃棄物処理費	7,282	6,498	6,713	108.5%	12,635	10,766	8,954	141.1%	6,325	8,224	4,696	134.7%
原子力廃棄物処理費	516	409	548	94.2%	2,329	1,787	2,948	79.0%	1,447	1,389	1,697	85.2%
合計	7,798	6,907	7,261	107.4%	14,964	12,553	11,901	125.7%	7,771	9,612	6,393	121.6%

	中国電力				四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
火力廃棄物処理費	10,854	8,402	8,279	131.1%	4,310	4,373	4,061	106.1%	2,422	1,550	1,537	157.6%
原子力廃棄物処理費	2,869	1,910	1,423	201.6%	2,057	1,675	1,894	108.6%	－	－	－	－
合計	13,722	10,312	9,702	141.4%	6,367	6,048	5,955	106.9%	2,422	1,550	1,537	157.6%

※現行原価：北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価を除く。
※直近実績：2021年度実績値。

関係法令における規定（廃棄物処理費）

- 廃棄物処理費については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要①（消耗品費）

- 消耗品費は、**機械装置の潤滑油の費用、事務用品費、水道光熱費、給水処理のための薬品（苛性ソーダ・アンモニア等）やイオン交換樹脂**等が計上されている。
- **北陸電力**の申請原価は、現行原価と比較して、伸びが大きい。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
潤滑油脂費	39	39	44	88.6%	273	146	168	162.5%	－	－	230	－
雑消耗品費	1,032	959	1,684	61.3%	2,384	2,023	2,513	94.9%	972	902	12,561	7.7%
被服費	16	9	24	66.7%	32	11	108	29.6%	－	－	321	－
図書費	41	40	37	110.8%	100	95	62	161.3%	17	14	221	7.7%
什器工具費	140	129	293	47.8%	163	312	569	28.6%	97	70	－	－
事務用品費	163	153	353	46.2%	342	314	525	65.1%	－	－	－	－
諸車等燃料費	31	34	138	22.5%	227	47	51	445.1%	12	6	950	1.3%
水道光熱費	79	84	80	98.8%	506	431	237	213.5%	203	105	1,257	16.1%
その他	562	509	758	74.1%	1,014	815	959	105.7%	643	707	9,812	6.6%
合計	1,071	998	1,728	62.0%	2,657	2,169	2,681	99.1%	972	902	12,791	7.6%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時のもの。託送原価を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

各事業者の申請概要②（消耗品費）

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
潤滑油脂費	100	104	69	144.9%	39	30	92	42.4%
雑消耗品費	2,504	1,545	1,079	232.1%	2,169	2,292	1,761	123.2%
被服費	12	12	12	100.0%	6	7	13	46.2%
図書費	51	55	52	98.1%	25	71	78	32.1%
什器工具費	497	162	68	730.9%	98	128	239	41.0%
事務用品費	905	438	415	218.1%	1,033	1,091	546	189.2%
諸車等燃料費	19	20	26	73.1%	30	32	56	53.6%
水道光熱費	569	567	506	112.5%	199	218	173	115.0%
その他	451	292	–	–	779	746	657	118.6%
合計	2,604	1,649	1,148	226.8%	2,208	2,322	1,852	119.2%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北陸・中国は2008年料金改定時のもの。託送原価除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

各事業者の申請概要③（消耗品費）

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
潤滑油脂費	61	43	64	95.3%	77	68	48	160.4%
雑消耗品費	1,798	1,627	1,688	106.5%	275	209	399	68.9%
被服費	18	29	40	45.0%	2	1	9	22.2%
図書費	20	80	27	74.1%	9	9	19	47.4%
什器工具費	64	54	31	206.5%	19	28	60	31.7%
事務用品費	210	177	312	67.3%	9	5	23	39.1%
諸車等燃料費	266	430	156	170.5%	3	3	17	17.6%
水道光熱費	110	110	75	146.7%	136	63	101	134.7%
その他	1,109	746	1,046	106.0%	96	99	169	56.8%
合計	1,859	1,670	1,752	111.3%	351	276	447	78.5%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：四国は2013年料金改定時、沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（消耗品費）

- 消耗品費については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**<u>一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）</u>**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要①（補償費）

- 補償費は、契約・協定・覚書等による補償義務に基づき定期的・臨時的に支出する費用であり、「公害健康被害の補償等に関する法律」に基づく**汚染負荷量賦課金（定期的）**、**漁業補償費（定期的・臨時的）**、**かんがい補償費（定期的・臨時的）**等が計上されている。
- ７事業者の申請原価は、現行原価と比較して、下回っている。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
定期的補償費	1,060	1,146	1,679	63.1%	443	412	438	101.1%	–	–	1,833	–
臨時的補償費	11	3	11	100.0%	60	233	265	22.6%	–	–	1,235	–
損害賠償費	0	0	11	0.0%	2	3	84	2.4%	9	21	353	2.6%
合計	1,071	1,149	1,701	63.0%	506	648	788	64.2%	9	21	3,420	0.3%

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
定期的補償費	611	563	720	84.9%	650	690	877	74.1%
臨時的補償費	86	42	119	72.3%	221	209	206	107.3%
損害賠償費	59	3	2	2,950%	8	2	11	72.7%
合計	757	609	841	90.0%	879	900	1,094	80.3%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時、北陸・中国は2008年料金改定時のもの。託送原価除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

各事業者の申請概要②（補償費）

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
定期的補償費	377	404	653	57.7%	273	215	529	51.6%
臨時的補償費	12	33	17	70.6%	–	–	8	–
損害賠償費	7	0	8	87.5%	0	30	▲32	–
合計	396	438	679	58.3%	273	245	506	54.0%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：四国は2013年料金改定時、沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（補償費）

- 補償費については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要①（賃借料）

- 賃借料は、**事務所建物等の賃料、土地の使用料、車両・事務機器等のリース料**等が計上されている。
- **東北電力・中国電力・四国電力**の申請原価は、現行原価と比較して、伸びが大きい。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
借地借家料	1,359	1,397	680	199.9%	6,525	6,508	2,263	288.3%	5,228	4,968	17,296	30.2%
道路占用料	10	11	342	2.9%	15	14	472	3.2%	－	－	－	－
水面使用料	3	3	1	300.0%	74	73	69	107.2%	－	－	－	－
線路使用料	638	734	179	356.4%	3,790	3,667	1,805	210.0%	－	－	－	－
設備賃借料	221	218	－	－	28	28	2	1,400%	－	－	－	－
電柱敷地料	－	－	484	－	－	－	1,263	－	－	－	－	－
線下補償料	－	－	－	－	－	－	326	－	－	－	－	－
機械賃借料	566	1,168	509	111.2%	111	1,724	35	317.1%	814	0	4,366	18.6%
雑賃借料	364	233	598	60.9%	484	558	563	86.0%	940	852	9,207	10.2%
合計	3,160	3,761	2,794	113.1%	11,027	12,572	6,797	162.2%	6,983	5,821	30,869	22.6%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北は2013年料金改定時、東京EPは2012年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※直近実績」：2021年度実績値。

各事業者の申請概要②（賃借料）

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
借地借家料	1,482	2,149	1,192	124.3%	1,381	1,436	751	183.9%
道路占用料	7	7	3	233.3%	5	5	3	166.7%
水面使用料	42	42	36	116.7%	50	50	44	113.6%
線路使用料	16	2	0	8,493%	－	－	0	－
設備賃借料	2	15	－	－	－	－	－	－
電柱敷地料	1	1	1	87.33%	－	－	0	－
線下補償料	－	－	－	－	－	－	0	－
機械賃借料	－	－	79	－	3,011	2,606	1,561	207.1%
雑賃借料	538	430	335	160.6%	222	278		
合計	2,087	2,645	1,647	126.7%	4,668	4,375	2,360	197.8%

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
借地借家料	2,822	2,932	1,424	198.2%	403	333	658	61.2%
道路占用料	3	3	－	－	3	3	16	18.8%
水面使用料	9	8	8	112.5%	11	12	▲7	▲157%
線路使用料	－	－	－	－	8	6	▲8	▲100%
設備賃借料	－	－	－	－	－	－	－	－
電柱敷地料	1	1	－	－	0	－	▲21	－
線下補償料	－	－	－	－	－	－	－	－
機械賃借料	144	202	369	39.0%	1	1	26	3.8%
雑賃借料	893	890	383	233.2%	64	57	187	34.2%
合計	3,872	4,036	2,184	177.3%	490	411	851	57.6%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。

※「現行原価」：北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時、四国は2013年改定時のもの。託送原価相当を除く。「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（賃借料）

- 賃借料については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第１節 基本的考え方

１～４．（略）

５．**従業員以外の者であってその業務内容が不明確なもの（相談役及び顧問等）に係る費用や宿泊施設、体育施設その他の厚生施設（社宅・寮等**であって、電気事業を遂行するために必要と認められるものを除く。）に係る費用については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮し、**原価への算入を認めない**。

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

（１）**社宅・寮等の賃借料**については、入居率が総務省統計局の「住宅・土地統計調査空き家率の算出」等の統計資料を指標としてこれを下回る部分や周辺物件の平均的賃料水準等を勘案し査定を行う。ただし、発電所や変電所の近隣にある社宅・寮等に係る賃借料については、合理的な理由がある場合には、これにかかわらず原価への算入を認める。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要①（委託費）

- 委託費は、**設備の運営・維持、システム開発・保守、構内管理等を社外に委託した業務に係る費用**が計上されている。
- **北海道電力・北陸電力・中国電力**の申請原価は、現行原価と比較して、伸びが大きい。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
水力関係	587	199	743	79.0%	887	968	1,166	76.1%	－	－	2,613	－
火力関係	4,372	4,393	2,685	162.8%	7,566	7,156	6,829	110.8%	－	－	5,831	－
原子力関係	11,326	5,209	8,056	140.6%	12,892	15,319	17,009	75.8%	－	－	51,504	－
新エネルギー等関係	489	529	475	102.9%	127	112	179	70.9%	－	－	36	－
販売関係	9,408	7,269	5,759	163.4%	5,898	6,427	5,041	117.0%	60,432	53,798	25,174	240.1%
その他	8,347	6,153	1,647	506.8%	4,618	7,028	2,607	177.1%	9,915	7,333	52,762	18.8%
合計	34,530	23,751	19,366	178.3%	31,990	37,013	32,833	97.4%	70,347	61,131	137,920	51.0%

※出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

各事業者の申請概要②（委託費）

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
水力関係	1,117	1,118	323	345.8%	1,290	1,672	569	226.7%
火力関係	1,087	750	984	110.5%	3,325	5,631	5,013	66.3%
原子力関係	8,204	4,850	3,651	224.7%	9,795	10,132	5,301	184.8%
新エネルギー等関係	5	26	–	–	13	9	–	–
販売関係	2,846	2,853	672	423.5%	2,780	2,688	1,481	187.8%
その他	6,043	4,532	1,555	388.6%	12,728	10,935	5,123	248.4%
合計	19,301	14,129	7,185	268.6%	29,930	31,068	17,488	171.1%

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
水力関係	1,257	1,127	912	137.8%	–	–	–	–
火力関係	3,877	3,607	4,494	86.3%	1,354	967	1,164	116.3%
原子力関係	7,803	6,026	15,044	51.9%	–	–	–	–
新エネルギー等関係	76	1	0	–	–	–	–	–
販売関係	5,908	5,127	1,912	309.0%	489	447	294	166.3%
その他	5,925	4,829	2,490	238.0%	597	697	1,799	33.2%
合計	24,847	20,717	24,852	99.98%	2,440	2,111	3,257	74.9%

※出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時、四国は2013年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（委託費）

- 委託費については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要①（損害保険料）

- 損害保険料は、**火力火災保険、原子力財産保険、原子力損害賠償補償契約、原子力施設賠償責任保険**等が計上されている。
- ７事業者の申請原価は、現行原価と比較して、横ばいまたは下回っている。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
水力関係	1	0	6	16.7%	36	33	23	156.5%	－	－	0	－
火力関係	4	4	5	80.0%	82	77	58	141.4%	－	－	358	－
原子力関係(法定)	327	325	349	93.7%	609	598	602	101.2%	－	－	546	－
原子力関係(その他)	1	0	223	0.4%	－	－	121	－	－	－	103	－
新ｴﾈﾙｷﾞｰ等関係	0	0	0	100.0%	7	6	4	175.0%	－	－	0	－
その他	11	17	26	42.3%	14	13	34	41.2%	3	8	900	0.3%
合計	345	346	609	56.7%	748	728	842	88.8%	3	8	1,906	0.2%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時のもの。託送原価除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

各事業者の申請概要②（損害保険料）

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
水力関係	1	1	–	–	–	–	1	–
火力関係	59	47	20	295.0%	12	9	15	80.0%
原子力関係(法定)	302	302	87	347.1%	315	298	122	258.2%
原子力関係(その他)	8	▲27	341	2.3%	161	26	329	48.9%
新ｴﾈﾙｷﾞｰ等関係	–	–	–	–	–	–	–	–
その他	9	10	2	450.0%	5	55	15	33.3%
合計	380	335	449	84.6%	493	388	481	102.5%

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
水力関係	8	7	7	114.3%	–	–	–	–
火力関係	58	48	249	23.3%	6	8	6	100.0%
原子力関係(法定)	337	308	343	98.3%	–	–	–	–
原子力関係(その他)	37	26	223	16.6%	–	–	–	–
新ｴﾈﾙｷﾞｰ等関係	0	0	–	–	–	–	–	–
その他	12	6	27	44.4%	0	0	20	1.5%
合計	453	396	850	53.3%	6	9	25	24.0%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：四国は2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（損害保険料）

- 損害保険料については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要（原子力損害賠償資金補助法一般負担金）

- 原子力損害賠償資金補助法一般負担金は、**「原子力損害の補完的な補償に関する条約の実施に伴う原子力損害賠償資金の補助等に関する法律」**の規定に基づき、毎年度、原子力事業者から文部科学大臣に納付する負担金であり、**負担金の額は、文部科学大臣が定める**（東京・沖縄は計上無し）。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				北陸電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
原子力損害賠償資金補助法一般負担金	6	6	–	–	13	12	-	-	6	6	-	-

	中国電力				四国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
原子力損害賠償資金補助法一般負担金	6	6	-	-	6	6	-	-

※「現行原価」：北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国は2008年料金改定時のもの。託送原価除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（原子力損害賠償資金補助法一般負担金）

- 原子力損害賠償資金補助法一般負担金については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

原子力損害の補完的な補償に関する条約の実施に伴う原子力損害賠償資金の補助等に関する法律（抜粋）

（一般負担金の徴収及び納付義務）

第四条　**文部科学大臣は、**条約第四条１（ｃ）の規定によりその額が算定される拠出金に要する費用に充てるため、**原子力事業者（原子炉の運転等をしているものに限る。以下この節において同じ。）から、毎年度、一般負担金を徴収する。**

２　**原子力事業者は、一般負担金を納付する義務を負う。**

（一般負担金の額の算定方法）

第五条　各原子力事業者から徴収する一般負担金の額の算定方法は、条約第四条１（ｃ）の規定により我が国についてその額が算定される拠出金の額、各原子力事業者が行う原子炉の運転等の行為の種類その他の事情を考慮して、政令で定める。

（一般負担金の額の決定、通知等）

第六条　**文部科学大臣は、前条の政令で定める一般負担金の額の算定方法に従い、各原子力事業者が納付すべき一般負担金の額を決定し、当該各原子力事業者に対し、その者が納付すべき一般負担金の額及び納付期限その他必要な事項を通知しなければならない。**

２　文部科学大臣は、一般負担金の額を算定するため必要があるときは、原子力事業者に対し、資料の提出を求めることができる。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠・廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要（原賠・廃炉等支援機構一般負担金）

- 原賠・廃炉等支援機構一般負担金は、**「原子力損害賠償・廃炉等支援機構法」**の規定に基づき、毎年度、原子力事業者から原子力損害賠償・廃炉等支援機構（以下「機構」という。）へ納付する負担金であり、**負担金の額は、機構が定める**（東京・沖縄は計上無し）。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				北陸電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	6,806	6,466	6,520	104%	10,663	10,663	10,709	99.6%	5,676	5,676	-	-

	中国電力				四国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	5,175	5,175	-	-	7,755	7,755	6,520	118.9%

※「現行原価」：北海道・東北・四国は2013年料金改定時、北陸・中国は2008年料金改定時のもの。託送原価除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（原賠・廃炉等支援機構一般負担金）

- 原賠・廃炉等支援機構一般負担金については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

原子力損害賠償・廃炉等支援機構法（抜粋）

（負担金の納付）

第三十八条　**原子力事業者**（次に掲げる者（これらの者であった者を含む。）であって、原子炉の運転等（賠償法第二条第一項に規定する原子炉の運転等のうち第一号に規定する実用発電用原子炉又は第二号に規定する実用再処理施設に係るものをいう。以下同じ。）をしているものをいう。以下同じ。）**は、機構の事業年度ごとに、機構の業務に要する費用に充てるため、機構に対し、負担金を納付しなければならない。**

（負担金の額）

第三十九条　前条第一項の負担金の額は、各原子力事業者につき、一般負担金年度総額（機構の事業年度ごとに原子力事業者から納付を受けるべき負担金の額（第五十二条第一項に規定する特別負担金額を除く。）の総額として機構が運営委員会の議決を経て定める額をいう。以下この条において同じ。）に負担金率（一般負担金年度総額に対する各原子力事業者が納付すべき額の割合として機構が運営委員会の議決を経て各原子力事業者ごとに定める割合をいう。以下この条において同じ。）を乗じて得た額とする。

２　（略）

３　負担金率は、各原子力事業者の原子炉の運転等に係る事業の規模、内容その他の事情を勘案して主務省令で定める基準に従って定められなければならない。

４　**機構は、一般負担金年度総額若しくは負担金率を定め、又はこれらを変更しようとするときは、主務大臣の認可を受けなければならない。**

５　主務大臣は、一般負担金年度総額について前項の認可をしようとするときは、あらかじめ、財務大臣に協議しなければならない。

６　**機構は、第四項の認可を受けたときは、遅滞なく、当該認可に係る一般負担金年度総額又は負担金率を原子力事業者に通知しなければならない。**

７　（略）

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要①（普及開発関係費）

- 普及開発関係費は、**電気の利用状況等のお客様周知に係る費用、発電所の理解促進のための費用（発電所見学会開催費、パンフレット制作費、PR館の運営費等）等**が計上されている。
- **東北電力・四国電力**は、現行原価と比較して、伸びが大きい。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

		北海道電力				東北電力				東京電力ＥＰ			
		申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
電気料金周知・需要抑制関連	電気料金メニュー等周知	－	－	32	－	423	417	1	42,300%	64	68	213	30.1%
	節電要請	－	－	－	－	659	－	－	－	1,503	－	33	4,614%
電気の安全周知関連		－	－	6	－	0	0	27	－	－	－	475	0.0%
発電所立地・エネルギー理解促進関連	情報提供（広告等）	44	35	53	83.0%	565	167	229	246.7%	－	－	210	－
	発電所施設見学会	1	0	14	7.1%	115	17	58	198.3%	－	－		
	地域共生活動	7	1	3	233.3%	286	232	18	1,589%	－	－		
	PR館の運営	195	157	186	104.8%	343	363	345	99.4%	－	－		
その他公益的情報提供関連	次世代教育支援	7	4	19	36.8%	39	32	41	95.1%	－	－	－	－
	HP等による情報提供	150	66	52	288.5%	92	50	40	230.0%	43	8	967	4.4%
	その他	41	49	11	372.7%	53	8	－	－	－	－	－	－
イメージ広告		－	1,142	－	－	－	767	－	－	－	12,956	－	－
オール電化等販売促進関連		－	1,363	－	－	－	4,886	－	－	－		－	－
PR館（販売）		－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－
合計		446	2,818	377	118.3%	2,575	6,938	761	338.4%	1,611	13,032	1,897	84.9%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。「直近実績」：2021年度実績値。

各事業者の申請概要②（普及開発関係費）

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

		北陸電力				中国電力			
		申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
電気料金周知・需要抑制関連	電気料金メニュー等周知	19	32	4	475.0%	-	–	21	–
	節電要請	39	–	–	–	1	–	–	–
電気の安全周知関連		26	18	20	130.0%	-	–	4	–
発電所立地・エネルギー理解促進関連	情報提供（広告等）	154	46	228	92.1%	65	62	282	23.0%
	発電所施設見学会	56	0			18	1	55	32.7%
	地域共生活動	16	67	110	14.5%	1	–	–	–
	PR館の運営	106	78	54	196.3%	–	–	25	–
その他公益的情報提供関連	次世代教育支援	5	124	105	4.8%	10	5	24	41.7%
	HP等による情報提供	92	29	69	133.3%	15	10	8	187.5%
	その他	49	39	52	94.2%	2	2	26	7.7%
イメージ広告		–	332	242	–	–	832	889	–
オール電化等販売促進関連		–	2,536	5,534	–	–	2,128	4,953	–
PR館（販売）		–	–	67	–	–	17	–	–
合計		562	3,300	6,485	8.7%	111	3,058	6,287	1.8%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北陸・中国は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

各事業者の申請概要③（普及開発関係費）

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

		四国電力				沖縄電力			
		申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
電気料金周知・需要抑制関連	電気料金メニュー等周知	256	152	1	25,600%	–	63	–	–
	節電要請	49	108	4	1,225%	–	–	–	–
電気の安全周知関連		–	–	11	–	2	2	16	12.5%
発電所立地・エネルギー理解促進関連	情報提供（広告等）	45	68	56	80.4%	1	1	12	8.3%
	発電所施設見学会	73	6	137	53.3%	2	2	8	25.0%
	地域共生活動	22	15	30	73.3%	0	12	89	–
	PR館の運営	109	102	82	132.9%	23	35	4	575.0%
その他公益的情報提供関連	次世代教育支援	15	7	28	53.6%	18	15	35	51.4%
	HP等による情報提供	49	19	17	288.2%	5	5	13	38.5%
	その他	1	3	14	7.1%	–	2	–	–
イメージ広告		–	1,405	–	–	–	111	119	–
オール電化等販売促進関連		–	106	–	–	–	142	532	–
PR館（販売）		–	153	–	–	–	73	67	–
合計		619	2,143	381	162.5%	52	465	897	5.8%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：四国は2013年料金改定時、沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（普及開発関係費）

- 普及開発関係費については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第１節 基本的考え方

1．電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮し、**普及開発関係費（公益的な目的から行う情報提供に係るものを除く。）、寄付金及び団体費は原価への算入を認めない**。ただし、合理的な理由がある場合には、これらの費用の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。また、電気の供給にとって優先度が低いものや、**規制料金として回収することが社会通念上不適切なもの（交際費、政治献金、書画骨董等）については、原価への算入を認めない**。

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

（１）略

（２）**普及開発関係費**については、インターネットやパンフレット等を利用した電気料金メニューの周知、需要家にとって電気の安全に関わる周知、電気予報等需給逼迫時の需要抑制要請といった**公益的な目的から行う情報提供について、厳に必要なもののみ原価に算入することを認める**。ただし、公益的な目的から行う情報提供であっても、**販売促進としての側面が強いものに係る費用やイメージ広告に類似するものに係る費用については、原価への算入を認めない。オール電化関連の費用**については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、**原価への算入を認めない**。ＰＲ館等の費用については、販売促進に係る応分の費用については、原価への算入を認めない。ただし、**原価への算入を認めないとする費用であっても、合理的な理由がある場合には、当該費用の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。**

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要①（養成費）

- 養成費は、**電気の安全・安定供給に必要な技術や知識の習得等のための研修費用や研修所施設の運営・維持管理費用**等が計上されている。
- **東北電力**は、現行原価と比較して、伸びが大きい。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
研修施設運営費	59	49	85	69.4%	155	158	122	127.0%	－	0	430	－
実務研修費	330	174	399	103.3%	690	247	325	212.3%	161	61	1,687	9.5%
一般研修費	37	28			117	96	93	125.8%	19	21	302	6.2%
その他	45	24			－	－	－	－	25	16	828	3.0%
合計	472	276	483	97.7%	962	501	540	178.1%	204	98	3,247	6.3%

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
研修施設運営費	119	100	81	146.9%	124	107	144	86.1%
実務研修費	158	98	270	58.5%	237	497	470	50.4%
一般研修費	43	40	206	53.9%	28	21	68	41.2%
その他	68	74			143	157	208	68.8%
合計	389	311	556	70.0%	532	782	890	59.8%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時、北陸・中国は2008年料金改定時の。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

各事業者の申請概要②（養成費）

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
研修施設運営費	79	68	120	65.8%	－	－	－	－
実務研修費	327	242	529	61.8%	26	4	36	72.2%
一般研修費	87	50	64	135.9%	10	14	82	12.2%
その他	27	16	12	225.0%	－	－	－	－
合計	520	377	725	71.7%	36	18	119	30.3%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：四国は2013年料金改定時、沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（養成費）

- 養成費については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要①（研究費）

- 研究費は、**自社研究に係る費用、電力共通課題に対する共同研究のための費用（分担金）等**を計上している。
- ７事業者の申請原価は、現行原価と比較して、横ばいまたは下回っている。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
自社研究費	303	288	350	86.6%	307	292	309	99.4%	803	286	9,700	8.3%
委託研究費	1,267	1,225	961	131.8%	3,111	3,035	2,665	116.7%	842	753	7,341	11.5%
電力中央研究所分担金	1,028	1,037	625	164.5%	1,414	1,531	1,388	101.9%	192	238	7,113	2.7%
その他	240	189	336	71.4%	1,697	1,504	1,276	133.0%	650	514	229	238.8%
合計	1,570	1,513	1,311	119.8%	3,419	3,327	2,974	115.0%	1,644	1,039	17,040	9.6%

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
自社研究費	172	205	220	78.2%	470	443	1,000	47.0%
委託研究費	1,019	1,047	1,114	91.5%	2,147	4,547	2,771	77.5%
電力中央研究所分担金	947	951	565	167.6%	851	1,101	1,671	50.9%
その他	72	96	549	13.1%	1,297	3,446	1,099	118.0%
合計	1,192	1,252	1,334	89.3%	2,617	4,991	3,770	69.4%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時、北陸・中国は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

各事業者の申請概要②（研究費）

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
自社研究費	1,890	1,998	1,715	110.2%	3	8	130	2.3%
委託研究費	562	659	505	111.3%	36	50	13	276.9%
電力中央研究所分担金	560	657	499	112.2%	34	46	13	261.5%
その他	2	2	6	33.3%	2	3	–	–
合計	2,452	2,657	2,220	110.5%	39	58	143	27.3%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：四国は2013年料金改定時、沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

【参考】自社研究費①

- 各事業者の自社研究費の織り込み状況は以下のとおり。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
水力	15	14	29	51.7%	11	11	12	91.7%	－	－	269	－
火力	23	44	109	21.1%	136	54	133	102.3%	－	－	1,751	－
原子力	5	2	－	－	10	7	36	27.8%	－	－	2,876	－
新エネ	6	6	3	200.0%	20	6	1	2,000%	－	－	384	－
販売	65	49	38	171.1%	10	69	8	125.0%	－	－	132	－
その他	189	173	171	110.5%	120	145	119	100.8%	803	286	4,286	18.7%
合計	303	288	350	86.6%	307	292	309	99.4%	803	286	9,700	18.7%

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
水力	2	－	15	13.3%	48	21	17	282.4%
火力	8	1	32	25.0%	161	138	573	28.1%
原子力	5	0	22	22.7%	10	8	193	5.2%
新エネ	1	0	－	－	5	2	－	－
販売	－	－	75	－	51	70	217	23.5%
その他	156	204	77	202.6%	194	204	－	－
合計	172	205	220	78.2%	470	443	1,000	47.0%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時、北陸・中国は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

【参考】自社研究費②

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
水力	158	119	119	132.8%	－	－	50	－
火力	450	422	388	116.0%	－	5	28	－
原子力	842	764	954	88.3%	－	－	－	－
新エネ	4	－	－	－	－	－	－	－
販売	－	212	8	－	－	3	－	－
その他	435	481	247	176.1%	3	1	51	5.9%
合計	1,890	1,998	1,715	110.2%	3	8	130	2.3%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：四国は2013年料金改定時、沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

【参考】自社研究費③

- 各事業者が料金原価に織り込んだ自社研究費の主な内訳は以下のとおり。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

		申請原価（A）	今回原価に織り込んだ主な研究内容	【参考】件数
北海道電力	水力	15	水力発電所保守技術のデジタルトランスフォーメーション（ＤＸ）、水力発電所改修に伴う流況変化予測の高度化　など	5
	火力	23	火力発電所タービン・ボイラ設備等の余寿命診断技術、取放水路付着生物対策　など	11
	原子力	5	新規放射性物質吸着剤開発	1
	新エネルギー	6	木質バイオマスを原料とした水素製造装置開発および事業モデル検討	2
	販売	65	再エネ等エネルギーマネジメントシステム開発および事業モデル検討、ＺＥＢ(ネット・ゼロ・エネルギー・ビル)省エネ　など	13
	その他	189	送配電設備保守高度化、ドローン用途拡大、ブルーカーボン（海藻に取り込まれた炭素）事業要素技術開発　など	51
東北電力	水力	11	水力発電所におけるＩｏＴ等の最新情報技術の適用性調査研究　など	13
	火力	136	石炭火力発電所におけるブラックペレット混焼研究・ガス火力発電所における水素/アンモニア混焼研究　など	29
	原子力	10	BWRにおける金属材料の高経年化対策に関する研究、小型軽水炉の適用性検討研究　など	68
	新エネルギー	20	浮体式洋上風力発電に関する研究、風力設備の運用・保守に係る調査・研究　など	5
	販売	10	福島県果樹剪定材のバイオマス発電燃焼研究、自家消費型PVと蓄電池を組み合わせたエネルギーマネジメントシステムの開発研究　など	5
	その他	120	ＣＯ２メタン化の実用化に向けた研究、再生可能エネルギーの出力変動対策等に向けた水素製造システムの評価研究　など	53
東京電力ＥＰ	水力	－	－	－
	火力	－	－	－
	原子力	－	－	－
	新エネルギー	－	－	－
	販売	－	－	－
	その他	803	デマンドレスポンスに関するアルゴリズム開発　など	9

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。

【参考】自社研究費④

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

		申請原価（A）	今回原価に織り込んだ主な研究内容	【参考】件数
北陸電力	水力	2	水力発電設備の機能維持対策	1
	火力	8	火力発電設備の機能維持対策	4
	原子力	5	原子力発電設備の耐久性に関する研究	1
	新エネルギー	1	洋上風力発電システムの開発に関する研究	1
	販売	－	－	－
	その他	156	分散電源・大容量蓄電池等の活用技術の高度化に関する研究	25
中国電力	水力	48	水力発電システムへのIoT･ICT適用による保安業務の省力化・合理化に関する研究　など	3
	火力	161	石炭火力微量物質の溶出抑制による石炭燃料費の低減に関する研究　など	19
	原子力	10	原子力発電所における弾塑性挙動を考慮した機器配管系の地震応答評価法の研究　など	4
	新エネルギー	5	洋上風力設備点検のためのドローン位置制御に関する研究　など	3
	販売	51	再生可能エネルギーの面的融通実証、需要サイドからのエネルギー利用最適化に関するサービス開発　など	6
	その他	194	脱炭素社会の実現に向けた水素を含めた分散型エネルギーマネジメントシステムの開発　など	22

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。

【参考】自社研究費⑤

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

		申請原価（A）	今回原価に織り込んだ主な研究内容	【参考】件数
四国電力	水力	158	斜流水車の水車性能向上ならびに設備簡素化に関する研究、ダムによる土砂遮断に伴う下流河川環境への影響に関する研究　など	11
	火力	450	火力発電所のスマート保安技術に関する研究、火力発電所の海水取水設備の防汚対策に関する研究　など	19
	原子力	842	原子力発電所の耐震強度評価技術や配管減肉予測技術の研究、定期検査における試験・検査の改善研究　など	100
	新エネルギー	4	浮体式洋上風力導入のための係留技術・電気システム研究　など	1
	販売	－	－	－
	その他	435	四国地域における地震等の自然災害に関する研究、カーボンニュートラル実現に向けた研究　など	15
沖縄電力	水力	－	－	－
	火力	－	－	－
	新エネルギー	－	－	－
	販売	－	－	－
	その他	3	・電源計画に関する研究 ・自社研究に係る諸雑費等	7

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。

【参考】電中研分担金①

- 各事業者の電中研分担金の織り込み状況は以下のとおり。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）注	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
水力	28	32	20	140.0%	1	23	62	1.6%	–	–	248	–
火力	99	127	140	70.7%	185	183	448	41.3%	–	–	1,533	–
原子力	537	581	225	238.7%	984	482	784	125.5%	–	–	2,614	–
新エネ	29	–	16	181.3%	48	0	57	84.2%	–	–	178	–
販売	81	64	43	188.4%	56	32	27	207.4%	–	–	–	–
その他	254	233	182	139.6%	139	811	10	1,390%	192	238	2,538	7.6%
合計	1,028	1,037	625	164.5%	1,414	1,531	1,388	101.9%	192	238	7,113	2.7%

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
水力	31	–	–	–	41	–	–	–
火力	69	–	–	–	106	–	–	–
原子力	505	–	–	–	654	–	–	–
新エネ	–	–	–	–	26	–	–	–
販売	–	–	–	–	–	–	–	–
その他	343	–	–	–	24	–	–	–
合計	947	951	565	167.6%	851	1,101	1,671	50.9%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時、北陸・中国は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

【参考】電中研分担金②

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
水力	19	21	22	86.4%	－	－	－	－
火力	60	84	164	36.6%	－	－	－	－
原子力	415	432	265	156.6%	－	－	－	－
新エネ	9	－	13	69.2%	－	－	－	－
販売	－	17	9	－	－	－	－	－
その他	57	102	26	219.2%	34	46	13	261.5%
合計	560	657	499	112.2%	34	46	13	261.5%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：四国は2013年料金改定時、沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

【参考】電中研分担金③

- 各事業者が料金原価に織り込んだ自社研究費電中研分担金の主な内訳は以下のとおり。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

		申請原価（A）	今回原価に織り込んだ主な研究内容	【参考】件数
北海道電力	水力	28	水車劣化診断技術、ダム堆砂管理技術、パワーエレクトロニクス（電力を変換・制御する技術）設備劣化診断技術　など	13
	火力	99	石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）低コスト化、石炭灰製品開発、CO2分離技術開発、CCUS（分離・貯留したCO2の利用）、環境アセスメント　など	38
	原子力	537	低線量放射線の生物影響、地盤の耐震安全性・断層活動性評価手法　など	60
	新エネルギー	29	洋上風力発電に係る課題解決(環境影響、運転データによる状態監視ほか）、地熱　など	8
	販売	81	再エネ大量導入に対応した需給調整、蓄電池・水素・燃料電池による系統安定化　など	21
	その他	254	電力共通の送配電設備保守技術高度化、サイバーセキュリティ対応、AI・データサイエンス（DS）技術適用　など	79
東北電力	水力	1	水中ドローンによる水車点検手法に関する研究、流体過渡現象解析プログラムの開発研究　など	3
	火力	185	10万時間超の領域における高クロム鋼のクリープ寿命評価法の開発、10万時間超の領域におけるSuper 304鋼に関するクリープ寿命評価法の開発　など	27
	原子力	984	生物化学過程を考慮した原子燃料輸送物の仮想海没時の影響評価、レベル3PRAモデルの適用に向けた検討　など	58
	新エネルギー	48	既設水力設備の構造健全性、パワー半導体素子の加速劣化・寿命推定技術の開発　など	12
	販売	56	カーボンニュートラル達成に向けた高性能ヒートポンプを核とする電化・省エネ技術の開発　など	2
	その他	139	電力分野におけるサイバーセキュリティインシデントへの対応能力の向上、ゼロトラスト・セキュリティ技術動向調査　など	14
東京電力EP	水力	－	－	－
	火力	－	－	－
	原子力	－	－	－
	新エネルギー	－	－	－
	販売	－	－	－
	その他	192	レジリエンス性を考慮した職住環境の便益向上・電化促進基盤技術の開発　など	35

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。

【参考】電中研分担金④

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

		申請原価（A）	今回原価に織り込んだ主な研究内容	【参考】件数
北陸電力	水力	31	自然災害や経年劣化に対する水力発電設備のリスク評価　など	13
	火力	69	脱炭素化に向けた火力発電設備の運用変化の影響評価　など	30
	原子力	505	原子力発電設備の安全性評価　など	58
	新エネルギー	－	－	－
	販売	－	－	－
	その他	343	電力流通設備の再エネ大量導入対策やレジリエンス強化　など	124
中国電力	水力	41	水力増発電支援技術の確立と適用、水力土木設備の自然災害リスク評価・対策に関する研究　など	11
	火力	106	火力発電プラントの運用変化に対応した給水処理法の構築、水素・アンモニアの火力発電利用に向けた評価手法の構築　など	30
	原子力	654	原子炉圧力容器の健全性評価手法の高度化、断層活動性評価手法の適用性拡大・合理化　など	59
	新エネルギー	26	脱炭素技術の大量導入に向けた社会的受容性評価とエネルギー需給のシナリオ分析　など	8
	販売	－	－	－
	その他	24	カーボンニュートラル実現に向けた電気利用拡大と需給協調方策に関する調査　など	5

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。

【参考】電中研分担金⑤

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

		申請原価（A）	今回原価に織り込んだ主な研究内容	【参考】件数
四国電力	水力	19	水力発電設備の自然災害リスク評価・対策に関する研究　など	12
	火力	60	火力発電プラントの運用変化に対応した給水処理法の研究　など	31
	原子力	415	原子炉圧力容器の健全性評価手法の高度化研究　など	59
	新エネ	9	洋上風力発電のための立地評価手法研究　など	3
	販売	－	－	－
	その他	57	CO2排出削減のためのカーボンリサイクル研究　など	13
沖縄電力	水力	－	－	－
	火力	－	－	－
	新エネ	－	－	－
	販売	－	－	－
	その他	34	水素・アンモニアの利活用に向けた研究　など	150

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。

関係法令における規定（研究費）

- 研究費については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

（１）～（４）略

（５）**研究費における一括分担金**のように、事業者間で販売電力収入等一定の比率により各社の負担額が定まるものについては、**個別の研究内容を確認できず査定が行えない場合には、原価への算入を認めない**。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要①（諸費）

- 諸費は、**電話回線料・郵送料などの通信運搬費、旅費、団体費、手数料等**を計上している。
- **北海道電力・東北電力・東京電力EP・北陸電力・四国電力**は、現行原価と比較して、伸びが大きい。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
通信運搬費	2,225	2,141	1,865	119.3%	3,713	4,282	2,134	174.0%	8,352	7,833	5,295	157.7%
旅費	766	472	780	98.2%	1,362	1,131	634	214.8%	431	297	2,956	14.6%
寄付金	－	90	－	－	－	29	－	－	－	178	－	－
団体費	416	688	252	165.1%	516	1,195	273	189.0%	0	28	477	0.0%
その他諸費	5,791	5,144	1,846	313.7%	13,832	12,909	4,262	324.5%	8,978	9,348	3,136	286.3%
諸手数料	319	314	254	125.6%	482	473	431	111.8%	127	134	166	76.5%
その他	5,472	4,830	1,592	343.7%	13,350	12,436	3,831	348.5%	8,851	9,214	2,970	298.0%
合計	9,198	8,535	4,743	193.9%	19,424	19,547	7,303	266.0%	17,761	17,685	11,864	149.7%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

各事業者の申請概要②（諸費）

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
通信運搬費	2,183	1,938	1,187	183.9%	5,055	4,237	999	506.0%
旅費	494	298	284	173.9%	669	467	806	83.0%
寄付金	－	12	63	－	－	24	342	－
団体費	346	628	354	97.7%	417	849	423	98.6%
その他諸費	2,339	2,414	687	340.5%	9,828	7,747	12,209	80.5%
諸手数料	517	370	21	2461.9%	1,708	1,208	102	1674.5%
その他	1,822	2,044	666	273.6%	8,121	6,539	12,107	67.1%
合計	5,362	5,290	2,575	208.2%	15,970	13,325	14,780	108.1%

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
通信運搬費	1,988	1,798	1,427	139.3%	168	148	228	73.7%
旅費	305	259	546	55.9%	77	41	157	49.0%
寄付金	－	36	－	－	－	5	262	－
団体費	283	719	307	92.2%	4	89	95	4.2%
その他諸費	4,485	3,609	1,792	250.3%	277	172	1,670	16.6%
諸手数料	456	355	127	359.1%	179	130	49	365.3%
その他	4,029	3,254	1,665	242.0%	98	42	1,621	6.0%
合計	7,062	6,421	4,072	173.4%	527	454	2,411	21.9%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：四国2013年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

【参考】団体費①

- 各事業者の団体費の織り込み状況は、以下のとおり。
- なお、前回値上げ認可時（2012年、2013年）では、海外電力調査会、海外再処理委員会、原子力安全推進協会、世界原子力発電事業者協会東京センター、日本卸電力取引所、地域共同防災協議会については、事業目的など、合理的な理由を確認の上、原価算入を認めている。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

団体名称	申請原価						
	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
海外電力調査会	55	85	20	53	32	27	4
海外再処理委員会	4	12	14	6	30	33	–
原子力安全推進協会	221	323	–	199	270	140	–
世界原子力発電事業者協会東京センター	78	70	–	87	70	42	–
日本卸電力取引所	0	–	0	0.5	0	1	–
北海道地区広域共同防災協議会	10	–	–	–	–	–	–

【参考】団体費②

- 北海道電力によれば、今回の申請で、以下の団体を原価に算入している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

団体名称	主な参加企業	主な事業内容	原価算入の理由	申請原価
原子力エネルギー協議会	**設立：2018年** 北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、電事連、電源開発、日本原子力発電、電中研、日本電機工業会等	・原子力産業全体で共通課題の解決に取り組み、原子力事業者に効果的な　安全対策の導入を促す。 ・安全向上という共通の目的の下、規制当局と対話する。 ・さまざまなステークホルダーと安全性向上の取り組みに関するコミュニケーションを行う。	原子力発電所の安全性・信頼性を継続的に向上させるために必要不可欠な最新の知見や運転経験を広く収集し、発電所の運営に役立てることができることから、原子力安全のために必要な費用として原価に算入。	20
原子力緊急事態支援組織	**支援組織の整備：2013年1月** 北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、 日本原子力発電、電源開発	・原子力災害発生時に、速やかに発災事業所へ資機材、要員を派遣し、発災事業者と協働して高放射線量下での原子力災害に対応する。 ・通常時には、原子力災害対応用遠隔操作ロボット等を集中的に配備・管理し、原子力事業所要員に対する操作訓練を実施する。	原子力災害時における事故対応のサポートおよび原子力事業所要員に対する操作訓練を行うことから原子力安全のために必要な費用として原価に算入。	26
電力ＩＳＡＣ	**設立：2017年** 北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、電事連、電源開発、東京ガス、大阪ガス等39社	・電力系統の運用を担う一般送配電事業者と、発電事業等の電力系統に連係する事業者等においてサイバーセキュリティに関する取り組みを推進する。	電力の安定供給に重要な役割を担う事業者間で、サイバーセキュリティに関する情報を交換、分析することにより、事故の未然防止、発生した事故に対する迅速な対応を行うことは安定供給に必要であることから原価に算入。	2

【参考】団体費③

- 東北電力によれば、今回の申請で、以下の団体を原価に算入している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

団体名称	主な参加企業	主な事業内容	原価算入の理由	申請原価
原子力エネルギー協議会	**設立：2018年7月** ・みなし小売電気事業者（9社※） ・電気事業連合会、電源開発(株)、(一財)電力中央研究所、東芝エネルギーシステムズ(株)、(一社)日本原子力産業協会、日本原子力発電(株)、(一社)日本電機工業会、(株)日立製作所、 三菱重工業(株)、三菱電機(株) 【全19社・団体】	原子力産業界における世界最高水準の安全性を追求し、国内事業者に対する評価や改善支援を実施	原子力エネルギー協議会は，原子力産業界における自律的かつ継続的な安全性確保に向けた取組みを定着させていくことを目的に，メーカーを含む原子力産業界全体の知見・リソースを効果的に活用し，規制当局等とも対話を行いながら，効果ある安全対策を立案し，原子力事業者の現場への導入を促す組織である。 当社としても，自ら参画することで，原子力事業所間の連携や知見獲得，原子力発電所の一層の安全性向上に必要不可欠であることから，必要な費用として原価に算入。	27

※沖縄電力を除く。

【参考】団体費④

- 東京電力EPによれば、今回の申請で、以下の団体を原価に算入している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

団体名称	主な参加企業	主な事業内容	原価算入の理由	申請原価
福島相双復興推進機構	**設立：2015年8月12日** 正会員： 一般社団法人 日本経済団体連合会、公益社団法人 経済同友会、日本商工会議所、全国商工会連合会、全国中小企業団体中央会、一般社団法人 東北経済連合会、一般社団法人 全国銀行協会、東京電力ホールディングス株式会社 賛助会員： 一般社団法人 全国信用金庫協会、一般社団法人 全国信用組合中央協会	(1)「相談型支援」事業 ①「個別訪問」事業 事業者を個別に訪問し、現状や課題、今後の事業に係る意向等について、話を伺い、相談を受ける等の取組を実施 ②「事業再開・再生支援」事業 事業再開・継続、承継・転業等、事業者が抱える課題について、専門家等によるきめ細やかな支援を実施 (2)「復興・創生」事業 ①東日本大震災当時、当該地域に居住していた方々、とりわけ高齢者の生活再建に向け、生業回復、生活環境整備等に関する取組を実施 ② 当該地域において、復興を通じた新たなまちづくりが実現できるよう、自治体による復興・まちづくり計画の策定・実行へ向けた活動に関する支援を実施 ③ 当該地域への住民帰還の促進を含む本格的な復興に向け、働く場所や買い物環境等を整備できるよう、新たな産業・人材の呼び込みと起業促進を図るための取組を実施 (3) その他、目的を達成するために必要な事業	わが社の存続理由である、「福島への責任を貫徹する」という目的のため、福島の支援事業への支出は必要不可欠であると考えている。	318

【参考】団体費⑤

- 北陸電力によれば、今回の申請で、以下の団体を原価に算入している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

団体名称	主な参加企業	主な事業内容	原価算入の理由	申請原価
電力広域的運営推進機関	**設立：2015年** 加入組織：電力会社、ガス会社等	電気事業の遂行に当たっての広域的運営を推進することを目的として、電気の需給の状況の監視及び電気事業者に対する電気の需給の状況が悪化した他の小売電気事業者等の会員へ電気の供給の指示等を実施。	小売電気事業者および発電事業者は本機関の会員である必要があることから、年会費を必要な費用として原価に算入。	0.01

【参考】団体費⑥

- 中国電力によれば、今回の申請で、以下の団体を原価に算入している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

団体名称	主な参加企業	主な事業内容	原価算入の理由	申請原価
地域協同防災協議会 水島コンビナート地区保安防災協議会 瀬戸内地区広域共同防災協議会	・石油会社 ・化学メーカーなど **設立：1968年** **設立：2008年**	法令に基づく防災資機材の共同運用を各々の団体で実施。	本協議会は、石油コンビナート等災害防止法に基づき特別防災区域に所在する事業者に配備が義務付けられている防災資機材を共同運用するなど自衛防災活動に必要な経費として原価に算入。	15

【参考】団体費⑦

- 四国電力によれば、今回の申請で、以下の団体を原価に算入している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

団体名称	主な参加企業	主な事業内容	原価算入の理由	申請原価
原子力エネルギー協議会	**設立：2018年7月** ・みなし小売電気事業者（9社※） ・電源開発 ・ガス会社 ・エネルギー会社など	・原子力事業者の自律的かつ継続的な安全性向上の取組みを、高い水準で引き上げていくため、以下の活動を実施 ・国内外の最新知見等をもとにした原子力の安全に関し、原子力産業界として取り組むべき課題の特定 ・安全対策等の決定 ・原子力事業者の安全対策の実施状況の評価・公開	・本協議会は、原子力産業界全体の知見・リソースを活用し、規制当局と対話しながら、効果ある安全対策を立案しており、当社は、それらを伊方発電所へ導入することにより、発電所の安全性向上を図っている。 ・規制の枠に留まらない自律的かつ継続的な安全性向上の取組を定着させる本協議会の活動は、当社の原子力の安全性向上に資するものであることから、必要な費用として原価に算入。	12
日本原子力発電（緊急事態時支援組織）	**支援組織の整備：2013年1月** ・みなし小売電気事業者（9社※） ・電源開発 ・日本原燃	・事故収束活動にあたる遠隔操作ロボット等の資機材の集中的な管理・運用 ・事故時の現場状況の偵察、空間線量率の測定、がれきの撤去等、事故発生事業者の緊急対応活動支援	本組織は、「原子力災害対策特別措置法に基づき原子力事業者が作成すべき原子力事業者防災業務計画等に関する省令」への対応として、設置された組織であり、原子力のさらなる安全性向上を目指し、原子力事業者が共同で運営している。 原子力防災体制の強化において、同組織は重要な役割を担うことから、必要な費用として原価に算入。	17
原子力環境整備促進・資金管理センター	**設立：1976年10月** ・みなし小売電気事業者（9社※） ・日本原子力発電	・原子燃料サイクル推進基金※の運営・管理の実施	本法人は、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」に基づく国の指定を受け、最終処分積立金の資金管理業務を行うほか、原子力発電所を保有する電気事業者と契約締結し、原子燃料サイクル推進基金の運営・管理業務を実施している。 原子力事業を円滑に運営していくためには、原子燃料サイクルの着実な推進が重要であるため、原子燃料サイクル推進基金の運営・管理に係る費用について、必要な費用として原価に算入。	11
電力広域的運営推進機関	**設立：2015年4月** ・電力１０社　・電源開発 ・日本原子力発電 ・ガス会社 ・エネルギー会社　など	電源の広域的な活用に必要な送電網の整備を進めるとともに、電力の需給状況を監視し、需給状況が悪化した電気事業者に対し、他の電気事業者からの電力供給の指示等を実施	電気事業法により、電気事業者は広域機関への加入が義務付けられていることから、加入者が同機関に納付しなければならない会費について、必要な費用として原価に算入。	0.01

※沖縄電力を除く。

【参考】団体費⑧

- 沖縄電力によれば、今回の申請で、以下の団体を原価に算入している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

団体名称	主な参加企業	主な事業内容	原価算入の理由	申請原価
電力広域的運営推進機関	**設立：2015年4月** ・一般送配電事業者 ・小売電気事業者 ・発電事業者　等	・需給計画・系統計画の取りまとめ ・新規電源の接続の受付や系統情報の公開 等	電源の広域的な活用に必要な送配電網の整備を進めるとともに、全国大で平常時・緊急時の需給調整機能を強化することを目的に設立されており、必要な費用として原価に算入。	0.01

関係法令における規定（諸費）

- 諸費については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第１節 基本的考え方

1．電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮し、普及開発関係費（公益的な目的から行う情報提供に係るものを除く。）、**寄付金及び団体費は原価への算入を認めない**。ただし、合理的な理由がある場合には、これらの費用の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。また、電気の供給にとって優先度が低いものや、**規制料金として回収することが社会通念上不適切なもの（交際費、政治献金、書画骨董等）については、原価への算入を認めない**。

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

（１）・（２）略

（３）**寄付金**については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、**原価への算入を認めない**。ただし、合理的な理由がある場合には、当該費用の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。

（４）**団体費**については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、**原価への算入を認めない**。ただし、**合理的な理由がある場合には、当該費用の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める**。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要①（貸倒損）

- **貸倒損**は、大別すると、以下2つの費用から構成される。

  ①売上債権等（例：未回収の電気料金）の**回収漏れが発生した場合の損失（費用）**
  ②現時点で売上債権等の回収漏れは発生していないものの、将来の回収漏れリスクを踏まえ、**貸倒引当金の増額等を行う場合の費用**

- 仮に、原価算定期間中に、**回収漏れリスクを抱える売上債権の増加が見込まれる場合**、これに対応するための**貸倒引当金の増額等に伴う費用（貸倒損）が料金原価に算入**される。一方、当該費用は、原価算定期間後も料金原価に含まれるため、**回収漏れリスクを抱える売上債権が将来的に減ることが予想される場合、過大な費用が固定化される可能性**がある。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
貸倒発生額	501	296	601	83.4%	753	391	642	117%	4,027	2,087	2,242	179.6%
貸倒引当額	105	227	30	350.0%	104	▲50	2	6,527%	922	1,106	150	614.7%
合計	606	523	630	96.2%	857	341	644	133%	4,949	3,193	2,392	206.9%

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
貸倒発生額	134	62	174	77%	3	26	471	1%
貸倒引当額	13	39	▲12	–	360	237	3	12,000%
合計	147	101	162	91%	363	263	474	77%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時、北陸・中国は2008年改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

各事業者の申請概要②（貸倒損）

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A/B）
貸倒発生額	200	109	210	95%	66	78	116	57%
貸倒引当額	6	74	3	200%	5	31	▲29	–
合計	206	184	213	97%	71	109	88	81%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：四国は2013年料金改定時、沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（貸倒損）

- 貸倒損については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要①（共有設備費等分担額、同（貸方））

- 共有設備費等分担額、同（貸方）は、**電力会社が第三者と共有する設備**（これに準ずるものを含む。以下同じ。）**の維持管理費用等のうち、相手方に支払う分担金**と**相手方からもらい受ける分担金（貸方）**を計上している。
- 電力会社が第三者と共有する設備について、例えば、**発電所における共有道路・工業用水取水施設・共有護岸・ダム堰堤**が挙げられる。
- 各事業者は、維持管理計画・契約書（負担率）・過去実績に基づき算定している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
共有設備費等分担額	228	227	236	97%	413	459	357	116%	–	–	1,870	–
共有設備費等分担額（貸方）	▲14	▲13	▲15	93%	▲17	▲21	▲44	39%	–	–	▲15	–

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
共有設備費等分担額	150	220	47	320%	234	239	181	129%
共有設備費等分担額（貸方）	▲4	▲2	–	–	▲30	▲39	▲39	77%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時、北陸・中国は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。「直近実績」：2021年度実績値。

各事業者の申請概要②（共有設備費等分担額、同（貸方））

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
共有設備費等分担額	279	248	288	97%	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	▲245	▲349	▲191	128%	－	－	－	－

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：四国は2013年料金改定時、沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（共有設備費等分担額、同（貸方））

- 共有設備費等分担額、同（貸方）については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要（建設分担関連費振替額（貸方））

- 建設分担関連費振替額（貸方）は、**電気事業及び附帯事業の建設工事に間接に関連して要した費用（一般管理部門の費用）を建設仮勘定等に振り替えるもの**である。
- 各事業者は、予定工事に過去実績（振替率）を乗じて算定している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
建設分担関連費振替額(貸方)	▲50	▲13	▲135	37%	▲295	▲317	▲294	100%	▲45	▲11	▲353	12.7%

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
建設分担関連費振替額(貸方)	▲173	▲40	▲3	5,767%	▲398	▲197	▲98	406%

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
建設分担関連費振替額(貸方)	▲15	▲170	▲19	79%	▲11	▲4	▲60	18%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北・四国は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（建設分担関連費振替額（貸方））

- 建設分担関連費振替額（貸方）については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要（附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方））

- 附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）は、**附帯事業の営業に間接に関連して要した費用（一般管理部門の費用）を附帯事業営業費用に振り替えるもの**である。
- 各事業者は、附帯事業営業費用予定に過去実績（振替率）を乗じるなどにより算定している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲24	▲24	▲3	800%	▲98	▲84	▲31	316%	▲469	▲469	▲513	91.4%

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲12	▲12	▲2	600%	▲250	▲117	▲117	214%

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲110	▲56	▲117	94%	▲36	▲31	▲5	720%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北・四国は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方））

- 附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要①（原子力廃止関連仮勘定償却費）

- **「原子力廃止関連仮勘定償却費」**とは、円滑な廃炉を促す環境を整備する観点から措置された**廃炉会計制度の一つ**であり、**原子炉の運転を廃止した時に当該原子炉の運転のために保全が必要な固定資産の帳簿価額等に関し、**廃炉時に一括して費用計上するのではなく、資産計上（原子力廃止関連仮勘定）した上で、**一定期間をかけて償却・費用化**するものである。

  ※資産計上にあたっては、経済産業大臣の承認を受けなければならない。

- 原子力廃止関連仮勘定に計上することができる対象は以下のとおり。

  ✓ 原子炉の運転を廃止した時に当該原子炉の運転のために保全が必要な固定資産の帳簿価額（原子力特定資産簿価を除き、建設仮勘定に計上された固定資産（原子炉の運転を廃止した後に竣工しないものに限る。）の帳簿価額を含む。）

  ✓ 原子炉の運転を廃止した時に当該原子炉に係る核燃料の帳簿価額

  ✓ 原子炉の廃止に伴って生ずる使用済燃料再処理等拠出金費及び核燃料の解体に要する費用

- 「原子力廃止関連仮勘定償却費」は、**託送料金の仕組みを利用して廃炉円滑化負担金相当収益（控除収益）によって費用回収するもの**であり、**託送料金による回収開始時期（2020年10月）の残存簿価を基に算定（10年定額償却）**する。

- なお、中国電力（島根１号機）は、廃炉会計制度上の措置に基づき2015～18年度に償却を実施・完了しているため、今回申請原価に計上はない。

各事業者の申請概要②（原子力廃止関連仮勘定償却費）

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	東北電力（女川１号機）				四国電力（伊方１号機）				四国電力（伊方２号機）			
	資産残高	申請原価（A）	現行原価（B）	増減（A／B）	資産残高	申請原価（A）	現行原価（B）	増減（A／B）	資産残高	申請原価（A）	現行原価（B）	増減（A／B）
原子力発電設備	224	22	–	–	1,285	128	–	–	1,181	118	–	–
建設仮勘定	4,218	422	–	–	2,673	267	–	–	709	71	–	–
核燃料	4,645	465	–	–	7,165	716	–	–	6,370	637	–	–
使用済燃料再処理等拠出金費	13,433	1,343	–	–	4,584	458	–	–	9,953	995	–	–
核燃料の解体に要する費用	1,895	189	–	–	4,660	466	–	–	4,750	475	–	–
合計	24,414	2,441	–	–	20,367	2,037	–	–	22,963	2,296	–	–

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「資産残高」：2020年10月末時点。
※「現行原価」：東北・四国は2013年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。

関係法令における規定（原子力廃止関連仮勘定償却費）

- 原子力廃止関連仮勘定償却費については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

電気事業会計規則（昭和40年通商産業省令第57号）

（原子力廃止関連仮勘定に関する特例）

第二十八条の五　対象発電事業者は、その運用する原子炉を廃止するために法第二十七条の二十七第三項の規定による届出をしようとする場合において、**原子炉の運転を廃止した時に当該原子炉の運転のために保全が必要な固定資産の帳簿価額**（原子力特定資産簿価を除き、**建設仮勘定に計上された固定資産**（原子炉の運転を廃止した後に竣工しないものに限る。）**の帳簿価額を含む。**）及び**当該原子炉に係る核燃料の帳簿価額**（処分見込額を除く。）（以下「原子力廃止関連仮勘定簿価」という。）並びに**当該原子炉の廃止に伴つて生ずる使用済燃料再処理等拠出金費**及び**当該核燃料の解体に要する費用に相当する額**（以下「原子力廃止関連費用相当額」という。）を**原子力廃止関連仮勘定に振り替え、又は計上しようとするときは、振り替え、又は計上しようとする資産等の項目について経済産業大臣の承認を受けなければならない。**この場合において、原子力廃止関連仮勘定簿価に振り替えようとする資産項目は原子力廃止関連準備資産として区分して整理する。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要（電力費振替勘定（貸方））

- 電力費振替勘定（貸方）は、建設工事・附帯事業のために**自家使用した電気の使用量及び使用状況に応ずる金額を、電気事業営業費用から控除するもの**である。各事業者は、計画電力量と電力単価を基に算定している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
電力費振替額(貸方)	▲26	▲5	▲28	93%	▲120	▲314	▲143	84%	–	–	▲108	–

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
電力費振替額(貸方)	–	▲12	–	–	▲2,225	▲1,044	▲289	770%

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
電力費振替額(貸方)	▲287	▲322	▲176	163%	▲1	▲0	▲21	5%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北・四国は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（電力費振替勘定（貸方））

- 電力費振替勘定（貸方）については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）

⑳社債発行費

㉑審査における論点
㉒審査の結果

各事業者の申請概要（社債発行費）

- 社債発行費は、社債発行に際してかかる費用であり、**金融機関・証券会社の取扱手数料、社債管理者へ支払う業務委託費用、監査法人に対して支払うコンフォートレターの作成費用**等が計上されている。各事業者は、社債発行の見通しや過去実績に基づき算定している。

（単位：百万円、単位未満四捨五入）

	北海道電力				東北電力				東京電力EP			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
社債発行費	373	245	116	322%	447	430	187	240%	8	1	–	–

	北陸電力				中国電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
社債発行費	352	273	100	352%	529	920	119	445%

	四国電力				沖縄電力			
	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）	申請原価（A）	直近実績【参考】	現行原価（B）	増減（A／B）
社債発行費	231	245	47	492%	14	12	28	50%

出典：事業者からの聞き取りにより、事務局で作成。
※「現行原価」：北海道・東北・四国は2013年料金改定時、東京は2012年料金改定時、北陸・中国・沖縄は2008年料金改定時のもの。託送原価相当を除く。
※「直近実績」：2021年度実績値。

関係法令における規定（社債発行費）

- 社債発行費については、料金審査要領で、原価への算入の考え方が示されている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２節 営業費

５．**一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）**については、透明性を高める観点から、その他一括計上する項目を少なくし、費用の内容が特定できるものは可能な限り個別査定を行う項目として件名化し、その算定内容を明らかにする。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準や、申請事業者の類似事例の入札実績及び過去の調達実績等を基に個別に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費

㉑審査における論点

㉒審査の結果

審査における論点①（その他経費）

【共通】

- その他経費については、料金算定規則において、実績値等を基に算定することとなっているが、今回の申請がそれに沿ったものとなっているか。
- また、料金審査要領において、原価への算入を認めないこととされている費用については、今回の申請に織り込まれていないか。

【個別論点の例】

- **廃棄物処理費**について、**中国電力**は2021年度の灰発生率をベースに、2022年度上期の**実績及び**2023年度の**灰発生率の増加見込みを加算して、灰処理費を算定しているが、これをどのように考えるか。**
- **脱炭素化に関する費用**について、料金審査要領に記載は無いところ、委託費・普及開発関係費・研究費などに多くの案件が含まれているが、**電気事業の運営に必要不可欠なもののみ原価に織り込まれているか**。
- **研究費**などにおいて、**販売促進を目的とした費用が原価に算入されていないか**。
- **普及開発関係費**について、**電気事業の運営に当たって厳に必要なものであるか**。特に、**東北・四国**では、**前回の料金値上げ（2013年）の原価を大きく上回る普及開発関係費**が織り込まれている。

（続く）

審査における論点②（その他経費）

（続き）

- **賃借料**について、**事務所用ビルの賃料**などは、周辺物件の賃料水準と比較して、**適切な水準となっているか**。
- **団体費**について、料金審査要領において、「合理的な理由がある場合には、当該費用の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める」こととなっているが、**今回の料金改定申請に織り込んだ団体について、その織り込み理由は合理的か**。また、**当該費用の額・内容が公表されていない場合、これをどのように考えるか**。
- **貸倒損**について、一時的な特例措置によって未回収の電気料金等の売上債権が増加し、貸倒引当金の増額等が必要となる場合が考えられるが、このような**一時的な特例措置に伴う費用**を料金原価に算入することについて、どのように考えるか。

【６－１０．その他経費】

①その他経費の概要
②廃棄物処理費
③消耗品費
④補償費
⑤賃借料
⑥委託費
⑦損害保険料
⑧原子力損害賠償資金補助法一般負担金
⑨原賠･廃炉等支援機構一般負担金
⑩普及開発関係費
⑪養成費
⑫研究費
⑬諸費
⑭貸倒損
⑮共有設備費等分担額、同（貸方）
⑯建設分担関連費振替額（貸方）
⑰附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
⑱原子力廃止関連仮勘定償却費
⑲電力費振替勘定（貸方）
⑳社債発行費
㉑審査における論点
㉒審査の結果

審査の結果①（その他経費／共通・廃棄物処理費）

【その他経費共通】

- 審査の結果、料金原価に織り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目に基づいて算定している費用については、その変化分を反映する。

【廃棄物処理費】

■北海道電力

- 苫小牧発電所で使用するアンモニア購入単価について、実績単価を上回る部分を料金原価から減額する。

■東北電力

- 能代火力発電所で使用するアンモニア購入単価について、実績単価を上回る部分を料金原価から減額する。

■中国電力

- 石炭灰処理費の算定根拠となる灰発生率について、他事業者と異なる方法で算定していたが、過去の実績値を基に算定しているものであることを確認した。

■沖縄電力

- 石炭灰処理に係る契約単価について、実績単価を上回る部分を料金原価から減額する。

審査の結果②（その他経費／消耗品費）

■北海道電力

- 図書費について、他の事業者の1人当たりの費用と比較し、過大となっている部分を料金原価から減額する。
- 什器工具費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている机・椅子・家電の買い替え分などは、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、当該実績値から控除した上で再算定し、これに基づき料金原価から減額する。

■東北電力

- 図書費について、他の事業者の1人当たりの費用と比較し、過大となっている部分を料金原価から減額する。
- 什器工具費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている机・椅子・家電の買い替え分などは、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、当該実績値から控除した上で再算定し、これに基づき料金原価から減額する。
- 印刷費、封筒作成等に係る費用については、直近実績を上回る部分を料金原価から減額する。

審査の結果③（その他経費／消耗品費）

■東京電力EP

- カスタマーセンター運営に伴う恒常的な事務用品などは、直近実績に、原価算定期間で追加的に費用の発生が見込まれるものを加えた額を上限として、上限超過分は料金原価から減額する。
- 社内PCやコピー用紙などの購入費用について、単価などの根拠が不明な部分は、料金原価から減額する。

■北陸電力

- 什器工具費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれているPHSやPCなどの買い替え分は、原価算定期間に発生する見込みが無いため、当該実績値から控除した上で再算定し、料金原価から減額する。
- 事務用品費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている帳票作成費用やソフトウェアライセンス料は、原価算定期間に発生する見込みが無いため、当該実績値から控除した上で再算定し、料金原価から減額する。
- 設備保全システムの改修に伴うライセンス追加購入費用などについて、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、料金原価から減額する。
- 新聞や書籍などの購入費について、自主カット分を適切に反映出来ていなかったことから、当該分を料金原価から減額する。

審査の結果④（その他経費／消耗品費）

■中国電力

- 什器工具費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている机・椅子・書棚の買い替え分などは、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、当該実績値から控除した上で再算定し、これに基づき料金原価から減額する。
- 事務用品費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている家電や飛沫防止用パーテーションの買い替え分などは、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、当該実績値から控除した上で再算定し、これに基づき料金原価から減額する。
- 料金改定に伴う約款・要綱の印刷費のうち、2024～25年度分に関し、当該期間に費用の発生が明確に見込まれないことから、料金原価から減額する。

■四国電力

- EV充電サービスに係る印刷費などについて、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、料金原価から減額する。

審査の結果⑤（その他経費／消耗品費）

■沖縄電力

- 図書費について、他の事業者の1人当たりの費用と比較し、過大となっている部分を料金原価から減額する。
- 潤滑油脂の購入費用について、過去実績を上回る部分は、料金原価から減額する。
- 光熱費について、送配電事業用電力料の控除分の算定誤りを修正し、料金原価から減額する。

審査の結果⑥（その他経費／補償費）

■北陸電力

- 汚染負荷量賦課金について、過去実績に基づいて合理的に算定した額を上回る部分は、料金原価から減額する。
- 臨時的補償費（例：発電所周辺の浚渫工事による補償費）について、事業の実施時期などを合理的に説明できない部分は、料金原価から減額する。
- 臨時的補償費・損害賠償費のうち、過去実績を基に一括計上しているものについて、算定根拠となる過去実績の採録誤りを修正し、料金原価に反映する。

■沖縄電力

- 汚染負荷量賦課金について、過去実績に基づいて合理的に算定した額を上回る部分は、料金原価から減額する。

審査の結果⑦（その他経費／賃借料）

■北海道電力

- 設備賃借料について、過去実績に基づいて算定している項目中に、原価算定期間で発生する見込みの無い費用が算入されていたことから、当該費用分を料金原価から減額する。

■東北電力

- 社宅や寮の借地借家料について、合理的な理由無く、周辺物件の平均的な水準を上回っている場合などは、当該超過分などを料金原価から減額する。

■東京電力EP

- 販売促進のための借家料及び電気事業に供しない設備の賃借料を料金原価から除く。

■北陸電力

- 社宅や寮の借地借家料などについて、合理的な理由無く、周辺物件の平均的な水準を上回っている場合などは、当該超過分を料金原価から減額する。

■中国電力

- 工事の実施が確定していないものの、その準備段階として、各種調査などを行った場合の費用（建設準備口）であって、原価算定期間中に建設工事口に計上する予定が無いものに関する賃借料については、設備投資における査定の整理を踏まえて、料金原価から除く。

審査の結果⑧（その他経費／賃借料）

■四国電力

- 社宅や寮の借地借家料について、合理的な理由無く、入居率が90%未満となる場合などは、当該下回る分を料金原価から減額する。
- 道路占用料について、標識の設置等に係る占用料の一部計上誤りを修正することにより、料金原価から減額する。

■沖縄電力

- 社宅や寮の借地借家料について、合理的な理由無く、周辺物件の平均的な水準を上回っている場合などは、当該超過分を料金原価から減額する。

審査の結果⑨（その他経費／委託費）

■北海道電力

- 原子力の再稼働に関する委託費用のうち、再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用（例：使用前事業者検査に係る委託費用）については、修繕費における整理と同様に、料金原価への算入を認めない。
- 住宅設備の省エネ・電化機器に関する問合せ対応費用について、電気事業の運営に必要不可欠と言えないことから料金原価から除く。
- 料金の請求等に関する業務委託費用について、過大となっている費用（退職金及び厚生費）を料金原価から減額する。
- 集金代行業務に係る委託費用のうち、手数料率の見直しに伴って再算定し、申請額を上回る分については、料金原価への算入を認めない。

■東北電力

- Web受付業務に含まれる加入促進施策などの販売促進に係る費用等の優先度が低い費用を料金原価から除く。

審査の結果⑩（その他経費／委託費）

■東京電力EP

- 電気料金の収納代行に係る委託費用については、実績単価を上回る部分は料金原価から減額する。
- 節電や省エネ推進を目的とした委託費用（省エネプログラム）やメディアトレーニングの支援業務などに係る費用について、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、料金原価から減額する。
- 太陽光発電の設置・運用などを行う事業（オンサイトPV）などに係る委託費用については、電気事業の運営に必要不可欠と言えないことから、料金原価から減額する。
- 本社業務の一部委託等に係る費用について、過去実績を上回る部分は料金原価から減額する。

■北陸電力

- 原子力発電所の再稼働に係る委託費用のうち、審査の進捗に応じて追加的に必要となる費用については、その実施時期等を合理的に説明できない部分を料金原価から減額する。
- 「北陸電力グループのカーボンニュートラル達成に向けたロードマップ」の目標値（2030年代早期に再エネ開発量＋100万kW以上）達成のための新規水力開発や陸上風力の調査・設計に係る委託費用等については、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、料金原価から減額する。
- 不動産会社向けのポータルサイトの改修費用等については、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。

審査の結果⑪（その他経費／委託費）

■中国電力

- 地域の脱炭素化に向けた調査委託費用や、販売促進に係るシステム改修など、優先度が低い費用を料金原価から除く。
- 工事の実施が確定していないものの、その準備段階として、各種調査などを行った場合の費用（建設準備口）であって、原価算定期間中に建設工事口に計上する予定が無いものに関する委託費については、設備投資における査定の整理を踏まえて、料金原価から除く。

■四国電力

- 将来の課題解決のためのシステム関連委託費用、新規ビジネスや新サービスの検討に係る委託費用等については、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。
- 経理関連業務の委託について、過去実績を上回る部分については、料金原価を減額する。

■沖縄電力

- 地域振興に係る費用や原価算定期間に具体的な計画のない調査委託費用などについては、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。
- 相談役に係る費用（専用車の運転業務）を料金原価から除く。

審査の結果⑫（その他経費／損害保険料）

■四国電力

- 太陽光発電の設置・運用などを行う事業（PVサービス）などに係る損害保険料について、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から減額する。
- 火災保険料について、西条火力発電所リプレースに伴う増額分の加算誤りを修正することにより料金原価から減額する。

審査の結果⑬（その他経費／原子力損害賠償資金補助法一般負担金など）

【原子力損害賠償資金補助法一般負担金】

- 「原子力損害の補完的な補償に関する条約の実施に伴う原子力損害賠償資金の補助等に関する法律」に基づいて算定されていることを確認した。

【原賠・廃炉等支援機構一般負担金】

- 「原子力損害賠償・廃炉支援機構法」に基づいて算定されていることを確認した。

審査の結果⑭（その他経費／普及開発関係費）

■北海道電力

- 省エネ推進に係るもののうち販売促進の側面が強い費用や、主に電源立地地域を対象としていない発電施設などの施設見学会に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。
- PR館に付随する科学・地域展示の管理費など、電気事業に供しない施設に係る費用を料金原価から除く。
- パンフレット等による情報提供のうち、電気事業の運営上必要不可欠とは言えない情報提供（例：観光情報）に係る費用を料金原価から除く。

■東北電力

- 節電・省エネ推進・脱炭素に係るもののうち販売促進の側面が強い費用や、地域イベント支援に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。
- PR館に付随する植物園の管理費など、電気事業に供しない施設に係る費用を料金原価から除く。
- パンフレット等による情報提供のうち、電気事業の運営上必要不可欠とは言えない情報提供（例：観光情報）に係る費用などを料金原価から除く。

■東京電力EP

- 節電・省エネ推進・脱炭素に係るもののうち販売促進の側面が強い費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。

審査の結果⑮（その他経費／普及開発関係費）

■北陸電力

- 脱炭素化に向けた新サービスに係るもののうち販売促進の側面が強い費用や、主に電源立地地域を対象としていない発電施設などの施設見学会に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。
- PR館に付随するテラスなどの電気事業に供しない施設に係る費用を料金原価から除く。
- パンフレット等による情報提供のうち、電気事業の運営上必要不可欠とは言えない情報提供（例：観光情報）に係る費用などを料金原価から除く。

■中国電力

- 主に電源立地地域を対象としていない発電施設などの施設見学会に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。

■四国電力

- 節電に係るもののうち販売促進の側面が強い費用や、主に電源立地地域を対象としていない発電施設などの施設見学会に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。
- PR館に付随する観光案内などの電気事業に供しない施設に係る費用を料金原価から除く。
- パンフレット等による情報提供のうち、電気事業の運営上必要不可欠とは言えない情報提供（例：観光情報）に係る費用を料金原価から除く。

審査の結果⑯（その他経費／普及開発関係費）

■沖縄電力

- 地域交流イベントや環境教育に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。
- 施設見学会のノベルティに係る費用など、電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用を料金原価から除く。

審査の結果⑰（その他経費／養成費）

■北海道電力

- 省エネに係る研修など、優先度が低い費用を料金原価から除く。

■東北電力

- DX研修に係る費用や販売促進に係る研修費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。
- 電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：資格取得に伴う祝金）を料金原価から除く。

■東京電力EP

- 電化に係る研修費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。
- 電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：資格取得に伴う祝金）を料金原価から除く。

■北陸電力

- 自己啓発に係る研修費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。

■中国電力

- 省エネに係る研修など、優先度が低い費用を料金原価から除く。

審査の結果⑱（その他経費／養成費）

■四国電力

- 他業種への短期派遣に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。
- 電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：資格取得に伴う祝金）を料金原価から除く。

■沖縄電力

- 省エネに係る研修など、優先度が低い費用を料金原価から除く。
- 電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：異業種交流に関するセミナー）を料金原価から除く。

審査の結果⑲（その他経費／研究費）

■北海道電力

- 自社研究費において、費用の優先度が低い新たなエネルギーサービスの実用化研究などを、料金原価から減額する。

■東北電力

- 電中研の分担金及び自社研究費において、費用の優先度が低い販売促進に係る研究などを、料金原価から減額する。

■東京電力EP

- 電中研の分担金及び自社研究費等において、費用の優先度が低い脱炭素化や電化に係る研究などを料金原価から減額する。

■北陸電力

- 電中研の分担金及び自社研究費において、費用の優先度が低い環境・社会に関する研究や、団体費としての性格を持つ活動費用などを料金原価から減額する。

■中国電力

- 電中研の分担金及び自社研究費において、費用の優先度が低い地域の脱炭素化や地域振興のための研究などを料金原価から減額する。

審査の結果⑳（その他経費／研究費）

■四国電力

- 電中研の分担金及び自社研究費において、費用の優先度が低い環境・社会に関する研究などを料金原価から減額する。

■沖縄電力

- 電中研の分担金及び自社研究費において、農業ビジネスや地域貢献に係る研究や費用の優先度の低い研究、団体費としての性格を持つ活動費用などを料金原価から減額する。

審査の結果㉑（その他経費／諸費）

■共通

- 寄付金について、料金審査要領のとおり、料金原価へ算入されていないことを確認した。
- 団体費について、合理的でないものは料金原価への算入を認めないが、以下の団体については、事業目的など合理的な理由があると考えられる。

団体名称	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
海外電力調査会	○	○	○	○	○	○	○
海外再処理委員会	○	○	○	○	○	○	–
原子力安全推進協会	○	○	–	○	○	○	–
世界原子力発電事業者協会東京センター	○	○	–	○	○	○	–
日本卸電力取引所	○	–	○	○	○	○	–
原子力緊急事態支援組織	○	–	–	–	–	○	–
電力広域的運営推進機関	–	–	–	○	–	○	○
原子力環境整備促進・資金管理センター	–	–	–	–	–	○	–
福島相双復興推進機構	–	–	○	–	–	–	–

- 北海道電力の「北海道地区広域共同防災協議会」と、中国電力の「水島コンビナート地区保安防災協議会・瀬戸内地区広域共同防災協議会」も、事業目的など合理的な理由があると考えられる。

審査の結果㉒（その他経費／諸費）

■北海道電力

- 団体費のうち、電力ISAC及び原子力エネルギー協議会については、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。
- 原子力発電所の再稼働に関する旅費について、過去実績を上回る部分は、料金原価から減額する。
- 電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：奨励金）を料金原価から除く。

■東北電力

- 団体費のうち、原子力エネルギー協議会については、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。
- 販売促進に係る料金プラン加入案内DMの郵便料については、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。
- 電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：表彰金）を料金原価から除く。

■東京電力EP

- 省エネオペレーションサービスに関する業務委託などに係る費用は、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。

審査の結果㉓（その他経費／諸費）

■北陸電力

- 電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：年功慰労金）を料金原価から除く。

■中国電力

- モバイル端末の更新に伴い不要となった通信費用や販売促進に係る通信費用等を料金原価から減額する。
- 工事の実施が確定していないものの、その準備段階として、各種調査などを行った場合の費用であって、原価算定期間中に建設工事口に計上する予定が無いものに係る諸費については、設備投資の整理を踏まえて、料金原価から除く。
- 電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：表彰金）を料金原価から除く。

審査の結果㉔（その他経費／諸費）

■四国電力

- 団体費のうち、原子力エネルギー協議会については、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。
- EV充電サービスに係る費用については、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。
- 人件費（委託集金費）の査定を反映し、郵送料を料金原価から減額する。

■沖縄電力

- 通信運搬費について、過去実績を上回る部分は料金原価から減額する。
- 電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：表彰金）を料金原価から除く。

審査の結果㉕（その他経費／貸倒損）

■７事業者（共通）

- 一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額する。

審査の結果㉖（その他経費／共有設備費等分担額、同（貸方）等）

【共有設備費等分担額、同（貸方）】

■ **７事業者（共通）**

- 既存の協定書又は実施計画書に基づいて、適正に算定されていることを確認した。

【建設分担関連費振替額（貸方）】

■ **７事業者（共通）**

- 電気事業及び附帯事業の建設工事計画等に基づき適切に算定されてることを確認した。

【附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）】

■ **７事業者（共通）**

- 過去の附帯事業営業費用分担関連費振替額実績等に基づき適正に算定されていることを確認した。

【原子力廃止関連仮勘定償却費】

■東北電力・四国電力

- 原子力廃止関連仮勘定に計上されている額に基づき、適正に算定されていることを確認した。

審査の結果㉗（その他経費／電力費振替勘定（貸方）等）

【電力費振替勘定（貸方）】

■東北電力

- 電力費振替勘定（貸方）の算定において、附帯事業用の振替単価の誤りを修正することにより料金原価から減額する。

■北陸電力

- 電力費振替勘定（貸方）を計上していなかったところ、計画電力量と振替単価に基づき、原価算定期間に発生すると見込まれる額を料金原価に反映する。

【社債発行費】

■７事業者（共通）

- 過去の支払実績や、実施計画などに基づき、適正に算定されていることを確認した。

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
- 6－1．　需要想定･供給力
- 6－2．　経営効率化
- 6－3．　燃料費
- 6－4．　購入･販売電力料
- 6－5．　原子力バックエンド費用
- 6－6．　人員計画･人件費
- 6－7．　修繕費
- 6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
- 6－9．　事業報酬
- 6－10．その他経費
- **6－11．公租公課**
- 6－12．控除収益
- 6－13．費用の配賦
- 6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

公租公課の概要

- 公租公課は、各税法（河川法、地方税法、法人税法など）に則って、算定する。

1. 水利使用料：河川法に基づき、水力発電所毎の出力に単価を乗じて算定。
2. 固定資産税：地方税法に基づき、土地、家屋、償却資産を課税対象として課税。
3. 雑税　　：各税法（地方税等）に基づいて課税される印紙税、核燃料税、都市計画税、県市町村民税。
4. 事業税　　：地方税法に基づき、収入割、付加価値割、資本割毎に税率を乗じて算定。
5. 法人税等　：法人税法及び地方税法に基づき、配当原資相当分に対し課税。

関係法令における規定（公租公課）

- 公租公課については、以下に掲げる料金算定規則に従い、算定することとなっている。

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

（営業費の算定）

第三条　事業者は、営業費として、（中略）水利使用料、（中略）固定資産税、雑税、（中略）事業税、（中略）法人税等（中略）の額の合計額を算定（中略）しなければならない。

2 次の各号に掲げる営業費項目の額は、別表第一第一表により分類し、それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。

一～四　（略）

五　水利使用料　河川法（昭和三十九年法律第百六十七号）に定めるところにより算定した流水占用料等の額

六　（略）

七　固定資産税、雑税（中略）及び事業税　地方税法（昭和二十五年法律第二百二十六号）（中略）その他の税に関する法律に定めるところにより算定した額

八～十　（略）

十一　法人税等　発行済株式（自己株式を除く。）の数及び一株当たりの配当金額を基に算定した配当金並びに会社法（平成十七年法律第八十六号）に定めるところにより算定した利益準備金を基に法人税法、地方法人税法及び地方税法（道府県民税及び市町村民税の法人税割に限る。）により算定した額

各事業者の申請概要（公租公課）　①

- **北海道電力**は、総原価の増加に伴う事業税の増加や、利益準備金の積立額の計上に伴う法人税等の増加などにより、**前回原価と比べて増加**している。
- **東北電力・北陸電力・中国電力・四国電力・沖縄電力**は、原子力発電所の安全対策工事に伴う固定資産税の増加や、総原価の増加に伴う事業税の増加などにより、**前回原価と比べて増加**している。
- **東京電力EP**は、分社化による固定資産税の減少や、控除項目（他社購入電源費）の増加に伴う事業税の減少（注）などにより、**前回原価と比べて減少**している。

（注）事業税＝収入割｛（収入（総原価）－**控除項目（他社購入電源費等）**）×税率｝＋資本割＋付加価値割

各事業者の申請概要（公租公課） ②

- 各事業者の申請内容は以下のとおり。

（単位：百万円（※単位未満は四捨五入））

	北海道			東北			東京			北陸		
	今回	前回	差引	**今回**	前回	差引	**今回**	前回	差引	**今回**	前回	差引
水利使用料	**1,137**	1,152	▲15	**2,674**	2,554	120	**－**	3,764	▲3,764	**2,212**	2,052	161
固定資産税	**6,609**	7,153	▲544	**14,842**	12,347	2,495	**33**	39,405	▲39,372	**5,643**	8,868	▲3,226
雑税	**1,389**	2,010	▲621	**2,452**	1,232	1,220	**849**	5,291	▲4,442	**1,360**	265	1,095
事業税	**6,721**	5,743	978	**18,451**	12,402	6,050	**3,685**	49,020	▲45,335	**6,723**	3,998	2,725
法人税等	**4,992**	3,405	1,587	**9,641**	7,778	1,863	**9,519**	3,897	＋5,622	**4,051**	4,146	▲94
公租公課計	**20,848**	19,463	1,385	**48,061**	36,313	11,747	**14,086**	101,376	▲87,290	**19,989**	19,329	660

	中国			四国			沖縄		
	今回	前回	差引	**今回**	前回	差引	**今回**	前回	差引
水利使用料	**1,266**	1,219	48	**714**	714	0	**－**	－	－
固定資産税	**11,171**	7,772	3,398	**5,258**	4,161	1,097	**669**	719	▲50
雑税	**1,869**	1,699	170	**2,447**	1,313	1,134	**52**	113	▲61
事業税	**9,529**	8,380	1,149	**5,055**	4,086	969	**1,644**	1,134	510
法人税等	**6,995**	6,461	534	**3,224**	3,423	▲199	**703**	348	355
公租公課計	**30,830**	25,530	5,300	**16,699**	13,697	3,002	**3,067**	2,314	754

※「前回」は、各事業者について、
以下の年度の平均値（託送原価相当を除く）。

北海道：2013～15年度の3カ年

東北：2013～15年度の3カ年

北陸：2007年度下期－2008年度
上期の１カ年

東京：2012～14年度の3カ年

中国：2008年度の１カ年

四国：2013～15年度の3カ年

沖縄：2008年度の１カ年

※「今回」は、2023～25年度の３カ年平均値。

審査における論点（公租公課）

- 料金算定規則や各税法等に基づき、適切に算定されているか。
- 法人税等は、過去の査定方針において、「一株当たりの配当金額を9電力会社で最も低い50円として算定した額を計上することは妥当である」としていたが、昨今の状況を踏まえ**「一株当たりの配当金額」**はどうあるべきか（論点①）。また、株式分割により、**「発行済株式の数」**が増加している事業者もいるが、これもどうあるべきか（論点②）。さらに、北海道電力及び東京電力EPの**「法人税等の算定諸元」**はどうあるべきか（論点③）。

（注）**料金原価上の法人税等は**、当該法人税等を支払った後、配当金相当が税引後利益として残ることを想定しているものであり、**実際に支払われる法人税等とは異なるもの**である。

法人税等 ＝ 配当所要利益 × 実効税率（%）

論点③：算定諸元は妥当か

論点②：株式分割による発行済株式の数の増加は考慮すべきか

論点①：一株当たりの配当金額として50円は妥当か

$$\text{法人税等} = \frac{\text{発行済株式の数} \times \text{一株当たりの配当金額（円）}}{(1 - \text{実効税率（\%）})}$$

【論点①】一株当たりの配当金額

- 法人税等については、料金算定規則上、**発行済株式の数及び一株当たりの配当金額を基に算定した配当金**を基に法人税法等により算定した額とされている。
- 過去の査定方針では、「一株当たりの配当金額を9電力会社で最も低い50円として算定」することとしたが、昨今の状況を踏まえ「一株当たりの配当金額」はどうあるべきか。
- **一株当たりの配当金額**の算定にあたっては、**事業者の恣意性を排除する観点**から、**「全社一律の配当金額」を基本**として、**例えば以下の方法が考えられるが、この他に適当な方法はあるか。**

① 一株当たりの配当金額を、**8社（注）の直近●●年の単純平均値**とする。

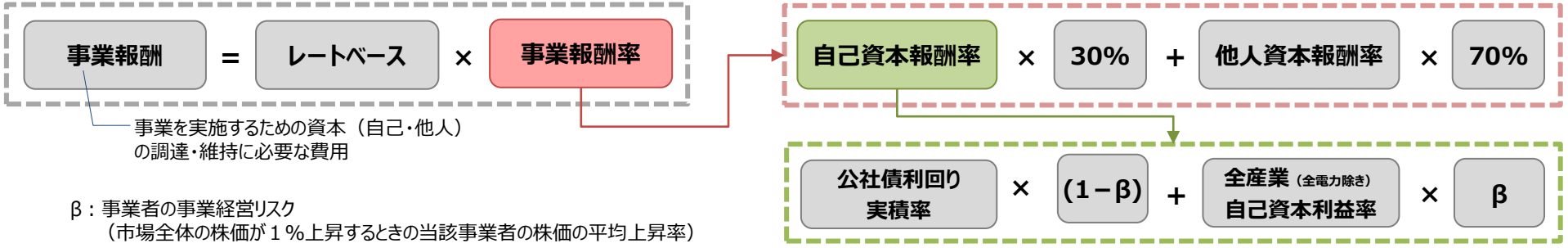
– 「直近●●年」として、例えば、事業報酬の算定諸元となるβ値の算定期間とする案や、直近3年・5年・10年とする案も考えられる。

事業報酬は、**株主が期待する利益率の適正水準等**を踏まえて、**市場全体の期待利益率**（全産業自己資本利益率）に、**β値**（市場全体の株価が１％上昇するときの当該事業者の株価の平均上昇率）**を加味して算定**。**一株当たりの配当金額の平均期間**を設定するに当たっては、**株主が期待する利益率の適正水準の算定方法と平仄を合わせることも一案**。

（注）みなし小売電気事業者の有価証券報告書で確認できる8社（東京電力EP及び中部電力ミライズを除く。）。

② 一株当たりの配当金額を、**50円**とする（過去の査定方針と同様）。

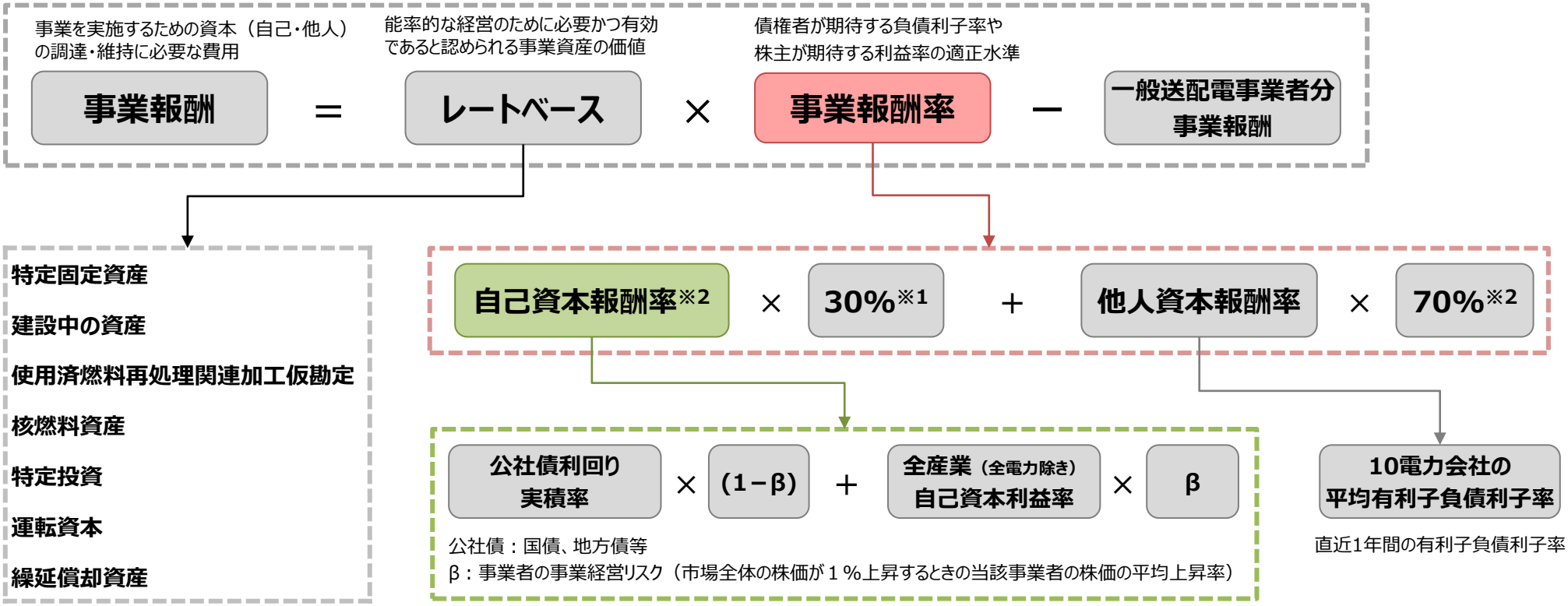
事業報酬の算定方法



β：事業者の事業経営リスク
（市場全体の株価が１％上昇するときの当該事業者の株価の平均上昇率）

【参考】事業報酬制度の概要

- かつては、支払利息・配当金額・利益準備金を積み上げることで、資金調達コストを算定していたが、事業者ごとの資本構成の差異等によってコスト水準に差が出る点などを考慮して、能率的な経営のために必要かつ有効であると認められる**事業資産の価値（レートベース）**に、**事業報酬率を乗じることで資金調達コストを算定**する**「事業報酬制度」**が、1960年に導入された。



※1：1995年の第30回料金制度部会において、電気事業における適正な自己資本比率が30%（＝総資本に占める他人資本は70%）とされたことを踏まえ、自己資本報酬率（利益率）と他人資本報酬率（負債利子率）を30:70で加重平均することで算定。

※2：みなし小売電気事業者の事業経営リスク（β値）を、株価を用いて分析した上で、「公社債利回り実績率」を下限、「全産業（全電力を除く）の自己資本利益率」を上限とし、当該事業者の事業経営リスクに見合った適正な自己資本報酬率（利益率）を算定。

【論点②】株式分割による発行済株式の数の増加

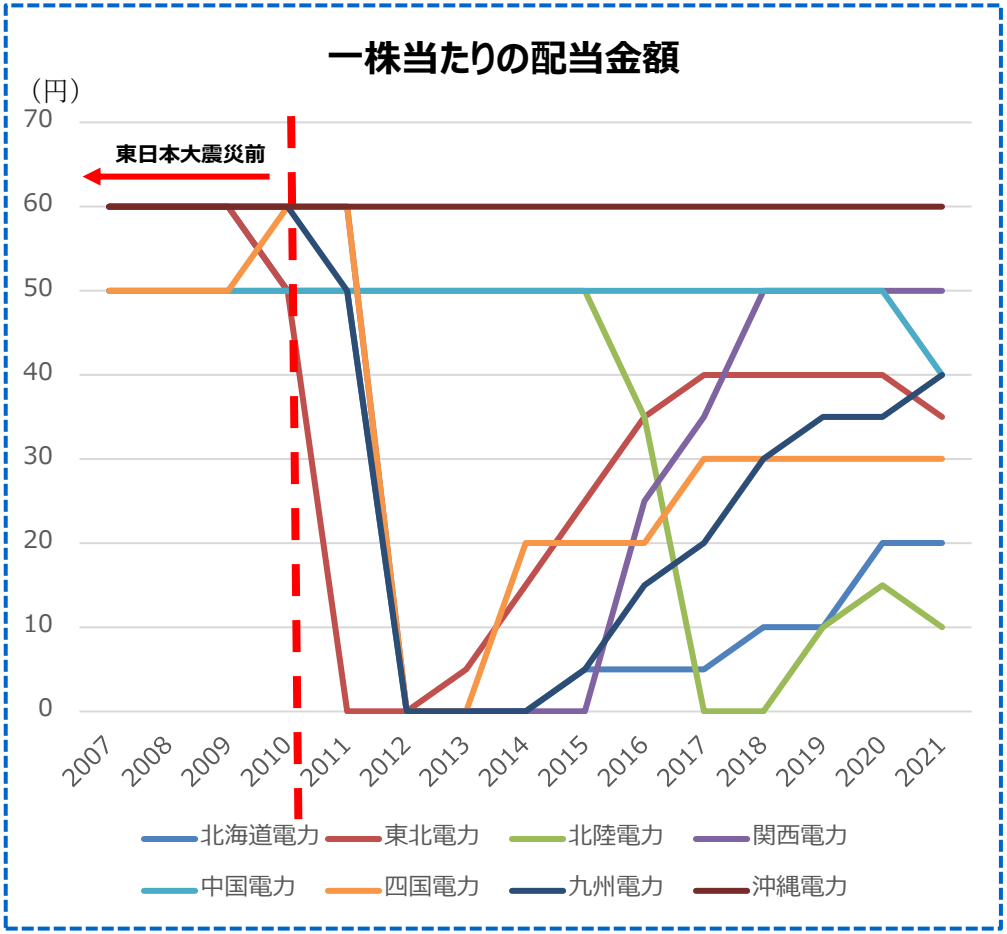
- 沖縄電力は、前回改定（2008年）後に５回株式分割を行っている。株式分割により発行済株式の数が増加している一方で、一株当たりの配当金額は据え置いているため、実効税率の減はあるが、前回改定時と比較して法人税等の金額は倍以上となっている（※詳細は後掲）。
- また、沖縄電力のプレスリリース（株式分割に関するお知らせ）では、「株主のみなさまへの利益還元及び当社株式の流動性を高めることを目的」として株式分割を行ったとしている。
- **株式分割により発行済株式の数が増加している場合**に関し、**事業者の恣意性を排除する観点**から、**例えば以下の考え方で算定する方法が考えられるが、この他に適当な方法はあるか**。

  ① **申請時点の発行済株式の数**を用いる（過去の料金審査と同じ）。
  - ただし、株式分割後も安定的に、申請された一株当たりの配当金額が支払われていることが前提。

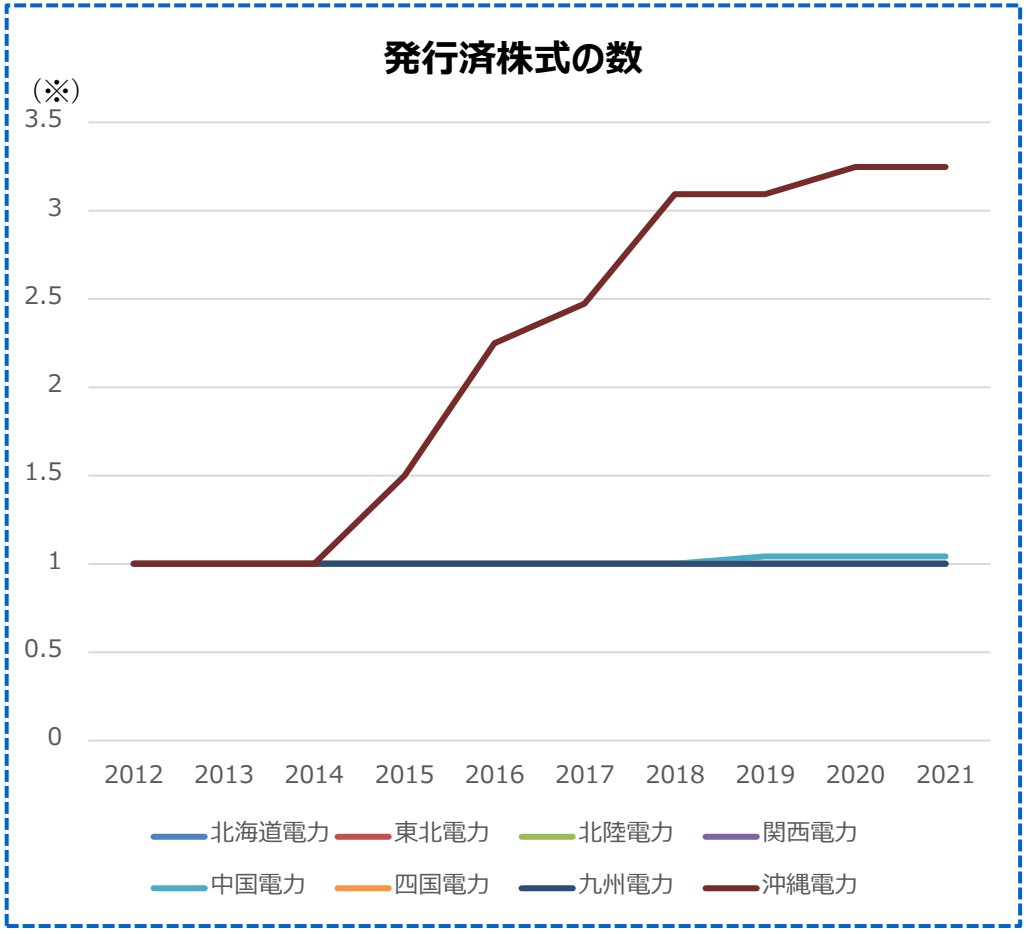
  ② **前回改定時の発行済株式の数**を用いる。

【参考】一株当たりの配当金額及び発行済株式の数の推移

- 各事業者（東京電力EP及び中部電力ミライズを除く。）の**一株当たりの配当金額及び発行済株式の数の推移**は、以下のとおり。なお、**今回、料金改定申請した7事業者に関し、2022年度の配当は全て無配**となっている。



※8事業者の一株当たりの配当金額　直近３年単純平均＝36.3円
直近５年単純平均＝34.5円
直近10年単純平均＝29.5円



※2012年度の発行済株式の数を1とした場合の各年度の比率

【出典】各事業者の有価証券報告書等より事務局で作成

【論点③】法人税等の算定諸元（北海道電力）

- 北海道電力は今回申請で、**①B種優先株式470株**（一株当たりの優先配当金：3百万円）を含めるとともに、**②利益準備金積立額として配当金額の10%を料金原価に算入**している。
  なお、前回改定時には①②とも料金原価には算入していない。その上で、**例えば、以下の考え方で算定する方法が考えられるが、この他に適当な方法はあるか**。

  ①**B種優先株式**については、当該株式が発行された2018年度以降、申請された一株当たりの配当金額が安定的に支払われていることを前提に、**事業者の申請どおり**認める。

  ②**利益準備金積立額**については、会社法第451条の規定に基づき、**株主総会の決議によって、その他利益剰余金の額を減少して利益準備金の額を増額させること（振替）ができる**こととなっている。その上で、北海道電力の貸借対照表（2022年3月末）を確認したところ、会社法上の利益準備金の未積立額が「26,020百万円」である一方、その他利益剰余金の積立額は「90,104百万円」であり、当該未積立額以上の積立てがある。このため、**上記の振替を実際に行うかは事業者の判断ではあるものの、こうした振替が可能であるため、需要家負担を鑑みて、今回の利益準備金積立額の料金原価への算入は認めない**。

- なお、北海道電力の普通株式に係る一株当たりの配当金額の算定については、【論点①】と同様の扱いとする。

【参考】法人税等の試算結果（一株当たりの配当金額を50円とした場合）

事業者の申請（普通株式：50円/株）	事務局案での試算（普通株式：50円/株）
４，９９２百万円	４，５３８百万円（▲９%）

【参考】参考条文（剰余金から準備金への振替に係る規定）（抜粋）

●会社法（平成17年法律第86号）

（準備金の額の増加）

第四百五十一条 株式会社は、剰余金の額を減少して、準備金の額を増加することができる。この場合においては、次に掲げる事項を定めなければならない。

一 減少する剰余金の額

二 準備金の額の増加がその効力を生ずる日

2 前項各号に掲げる事項の決定は、株主総会の決議によらなければならない。

3 第一項第一号の額は、同項第二号の日における剰余金の額を超えてはならない。

●会社計算規則（平成18年法務省令第13号）

（利益準備金の額）

第二十八条 株式会社の利益準備金の額は、第二款及び第四節に定めるところのほか、法第四百五十一条の規定により剰余金の額を減少する場合に限り、同条第一項第一号の額（その他利益剰余金に係る額に限る。）に相当する額が増加するものとする。

2 （略）

【参考】参考条文（準備金の積立上限（資本金の1/4）に係る規定、配当額の10%の準備金を積み立てることに係る規定）（抜粋）

●会社法（平成17年法律第86号）

（資本金の額及び準備金の額）

第四百四十五条 株式会社の資本金の額は、この法律に別段の定めがある場合を除き、設立又は株式の発行に際して株主となる者が当該株式会社に対して払込み又は給付をした財産の額とする。

2・3 （略）

4 剰余金の配当をする場合には、株式会社は、法務省令で定めるところにより、当該剰余金の配当により減少する剰余金の額に十分の一を乗じて得た額を資本準備金又は利益準備金（以下「準備金」と総称する。）として計上しなければならない。

5・6 （略）

●会社計算規則（平成18年法務省令第13号）

（法第四百四十五条第四項の規定による準備金の計上）

第二十二条 株式会社が剰余金の配当をする場合には、剰余金の配当後の資本準備金の額は、当該剰余金の配当の直前の資本準備金の額に、次の各号に掲げる場合の区分に応じ、当該各号に定める額を加えて得た額とする。

一 当該剰余金の配当をする日における準備金の額が当該日における基準資本金額（資本金の額に四分の一を乗じて得た額をいう。以下この条において同じ。）以上である場合 零

二 （略）

2 株式会社が剰余金の配当をする場合には、剰余金の配当後の利益準備金の額は、当該剰余金の配当の直前の利益準備金の額に、次の各号に掲げる場合の区分に応じ、当該各号に定める額を加えて得た額とする。

一 （略）

二 当該剰余金の配当をする日における準備金の額が当該日における基準資本金額未満である場合 イ又はロに掲げる額のうちいずれか少ない額に利益剰余金配当割合（次条第二号イに掲げる額を法第四百四十六条第六号に掲げる額で除して得た割合をいう。）を乗じて得た額

イ 当該剰余金の配当をする日における準備金計上限度額

ロ 法第四百四十六条第六号に掲げる額に十分の一を乗じて得た額

【参考】B種優先株式に係る考え方（北海道電力）

- 北海道電力は、前回改定時（2013年）において、B種優先株式は未算入で申請・認可されたところ、今回申請では、当該B種優先株式（一株当たりの優先配当金：3百万円）を算入しているが、同社の考え方は以下のとおり。

北海道電力

- 当社は、法人税等の算定にあたり、前回改定時（2013年）と今回申請時において基本的な考え方に違いはなく、料金算定規則の定めるところにより、発行済株式数と一株当たり配当金に基づき算定しています。
- B種優先株式については、株式の一種であり、普通株式に比べて配当金を優先的に受け取れる代わりに、議決権が制限されています。優先株式については、前回改定後の2014年7月に当社として初めて発行しているため※、前回改定時は算定の対象外でした。

  ※2014年7月にA種優先株式を発行。2018年7月にB種優先株式を発行するとともにA種優先株式を取得・消却。
- また、B種優先株式の一株当たりの配当金額については、当社定款に基づき３百万円としています。

> 北海道電力株式会社　定款（抜粋）
>
> 第2章の2　B種優先株式　第12条の2
>
> 2　B種優先配当金の額は、1株につき3,000,000円とする（ただし、B種優先株式につき，株式の分割，株式の併合，株式無償割当て又はこれに類する事由があった場合には，適切に調整される。以下同じ。）。

【参考】利益準備金積立額に係る考え方（北海道電力）

- 北海道電力は、前回改定時（2013年）において、利益準備金積立額は未算入で申請・認可されたところ、今回申請では、当該利益準備金積立額を算入しているが、同社の考え方は以下のとおり。

北海道電力

- 当社は、法人税等の算定にあたり、前回改定時（2013年）と今回申請時において基本的な考え方に違いはなく、料金算定規則に基づいて算定しています。
- 利益準備金積立額については、前回改定時（2013年）は利益準備金の積立限度に到達していたため算入していませんでしたが、前回改定後の2014年に欠損の補填等のため、利益準備金の全額を取崩しました。
- このため、今回申請時においては、利益準備金が積立限度に到達しておらず、配当を行う場合には、会社法の定めるところにより、配当金額の10%を利益準備金に積み立てる必要があることから、料金算定規則に基づき、当該利益準備金積立額を含めて算定しています。

> 会社法 445条（抜粋）
>
> ４　剰余金の配当をする場合には、株式会社は、法務省令で定めるところにより、当該剰余金の配当により減少する剰余金の額に10分の1を乗じて得た額を資本準備金又は利益準備金（以下「準備金」と総称する。）として計上しなければならない。

【論点③】法人税等の算定諸元（東京電力EP）（1）

- 東京電力EPは今回申請で、**一株当たりの配当金額を5,970円**として料金原価に算入しているところ、**例えば、以下の考え方で算定する方法が考えられるが、この他に適当な方法はあるか**。

  ① **東京電力EPの配当金額を推計**する。

  ✓ **東京電力EPの配当金は**、東京電力ホールディングス（東京電力HD）に対して、**当期純利益相当を配当として全額支払っており**（原則として配当性向100%）、**資金調達のための配当という性格ではない**と考えられる。**そのため、以下の算定方法で理論上の東京電力EPの配当金額（※）を推計**する。

  （※）東京電力HDは、総合特別事業計画に基づき、2011年3月期末以降は配当を実施しておらず、東京電力EPの配当により、東京電力HDの配当金額が賄われた実績は無いものの、便宜上、下記のとおり一定の仮定のもと、推計する。

  イ. **東京電力HDの発行済株式の数に、一株当たりの配当金額を乗じて、東京電力全体の配当金額を推計する**。当該配当金の原資は、東京電力EPなどの子会社からの配当で賄われていると仮定し、**当該子会社に係る過去の配当実績の合計に占める東京電力EPの割合**（例：短期的かつ特異な変動を排除する観点から2017～21年度の平均値）**を乗じて得た額を、東京電力EPの配当金額と見なす**。

（続く）

【論点③】法人税等の算定諸元（東京電力EP）（2）

（続き）

ロ．一株当たりの配当金額の算定については、【論点①】と同様の扱いとする。

ハ．東京電力HDは、北海道電力と同様、**A種・B種優先株式を発行**しているが、当該優先株式は、国も出資している**原子力損害賠償・廃炉等支援機構が株主**であり、**発行後、配当の支払実績が無いことや国等への配当という特殊性を鑑みて、料金原価に算入しない。**

② **東京電力EPの実績配当金に基づき算定**（5,970円／株）する（事業者の申請どおり）。

【参考】法人税等の試算結果

事業者の申請（普通株式：5,970円/株）	事務局案での試算（普通株式：50円/株、EPの割合：約30%）
９，５１９百万円	９，２３０百万円（▲３%）

【参考】一株当たりの配当金額に係る考え方（東京電力EP）

- 東京電力EPは、前回改定時（2013年）において、一株当たりの配当金額は50円で申請・認可されたところ、今回申請では、一株当たりの配当金額を5,970円としているが、同社の考え方は以下のとおり。

東京電力EP

- 前回認可時は、申請当時において、他電力9社のうち最も低い配当水準である**一株当たり50円配当相当額を、健全な事業運営を行う上で必要な税引後利益水準**と考え、当該税引後利益に基づき、欠損金控除も踏まえた配当所要利益を算出の上、法人税等を算定し、料金原価に算入することとした。
- その後、旧東京電力の分社化に伴い、東京電力EPは、親会社である東京電力HDに対して**配当性向100%での配当を実施**している。
- 東京電力EPの**配当金は税引後利益そのものであることから、「過去実績の配当金※に基づく配当所要利益×法人税率」によって法人税等を算定している**。

  ※東京電力EPは、発行済株式数（4,100千株）に、2019～21年度の過去3ヶ年平均の一株当たり配当金実績（5,970円/株）を乗じることで、過去実績の配当金を算出している。

各事業者における法人税等の算定方法①

（単位：百万円、百万株　※単位未満は四捨五入 ）

＜北海道電力＞			今回申請（A）	前回（B）	差引（A-B）	主な増減要因
配当所要利益		A=(F+G)/(1-H)	17,853	15,217	2,636	
普通株式	発行済株式の数	B	206	206	0	
	一株当たりの配当金額（円）	C	50	50	–	
B種優先株式	発行済株式の数（株）	D	470	–	470	・2018年7月発行
	一株当たりの配当金額（百万円）	E	3	–	3	
配　当　金		F=(B×C)+(D×E)	11,692	10,279	1,413	
利益準備金積立額		G=F×0.1	1,169	–	1,169	・配当金の10%を計上
実効税率（%）		H	27.96	32.45	▲4.49	・法人税率の低下
法人税等（A×H）			4,992	4,938	54	
法人税等（託送原価相当額控除後）			4,992	3,405	1,587	

（単位：百万円、百万株　※単位未満は四捨五入 ）

＜東北電力＞		今回申請（A）	前回（B）	差引（A-B）	主な増減要因
配当所要利益	A=D/（1-E）	34,632	36,839	▲2,207	
発行済株式の数	B	500	499	1	・自己株式（発行済株式の数から控除）の減少
一株当たりの配当金額（円）	C	50	50	–	
配　当　金	D=B×C	24,990	24,932	57	
実効税率（%）	E	27.84	32.32	▲4.48	・法人税率の低下
法人税等（A×E）		9,641	11,907	▲2,266	
法人税等（託送原価相当額控除後）		9,641	7,778	1,863	

各事業者における法人税等の算定方法②

（単位：百万円、百万株　※単位未満は四捨五入 ）

＜東京電力EP＞		今回申請（A）	前回（B）	差引（A-B）	主な増減要因
配当所要利益	A=D/（1-E）	33,997	85,818	▲51,821	
発行済株式の数	B	4	1,604	▲1,600	・分社化による減
一株当たりの配当金額（円）	C	5,970	50	＋5,920	・親会社（HD）への配当実績に基づき算定したことによる増
配　当　金	D=B×C	24,478	80,204	▲55,726	
実効税率（%）	E	28.00	32.71	▲4.71	・法人税率の低下
法人税等（A×E）※		9,519	5,614※	＋3,905	※ 前回は繰越欠損金の充当を前提に、課税所得を20%に圧縮し、A×E×0.2で計算
法人税等（託送原価相当額控除後）		9,519	3,897	＋5,622	

（単位：百万円、百万株　※単位未満は四捨五入 ）

＜北陸電力＞		今回申請（A）	前回（B）	差引（A-B）	主な増減要因
配当所要利益	A=D/（1-E）	14,489	16,767	▲2,278	
発行済株式の数	B	209	214	▲5	・自己株式の取得による減少
一株当たりの配当金額（円）	C	50	50	－	
配　当　金	D=B×C	10,438	10,707	▲269	
実効税率（%）	E	27.96	36.14	▲8.18	・法人税率の低下
法人税等（A×E）		4,051	6,060	▲2,009	
法人税等（託送原価相当額控除後）		4,051	4,146	▲94	

各事業者における法人税等の算定方法③

（単位：百万円、百万株　※単位未満は四捨五入 ）

＜中国電力＞		今回申請（A）	前回（B）	差引（A-B）	主な増減要因
配当所要利益	A=D/（1-E）	25,021	28,524	▲3,503	
発行済株式の数	B	361	364	▲4	・自己株式の増加
一株当たりの配当金額（円）	C	50	50	－	
配　当　金	D=B×C	18,026	18,212	▲186	
実効税率（%）	E	27.956	36.15	▲8.194	・法人税率の低下
法人税等（A×E）		6,995	10,311	▲3,316	
法人税等（託送原価相当額控除後）		6,995	6,461	534	

（単位：百万円、百万株　※単位未満は四捨五入 ）

＜四国電力＞		今回申請（A）	前回（B）	差引（A-B）	主な増減要因
配当所要利益	A=D/（1-E）	14,412	15,347	▲935	
発行済株式の数	B	208	208	▲0	・単元未満株式の買取による配当対象株式数の減
一株当たりの配当金額（円）	C	50	50	－	
配　当　金	D=B×C	10,376	10,380	▲3	・単元未満株式の買取による配当対象株式数の減
実効税率（%）	E	28.0	32.3	▲4.3	・法人税率の引下げによる減
法人税等（A×E）		4,036	4,966	▲930	
法人税等（託送原価相当額控除後）		3,224	3,423	▲199	

各事業者における法人税等の算定方法④

（単位：百万円、百万株　※単位未満は四捨五入 ）

＜沖縄電力＞		今回申請（A）	前回（B）	差引（A-B）	主な増減要因
配当所要利益	A=D/（1-E）	4,489	1,625	2,864	
発行済株式の数	B	54	17	37	・株式分割(2015～20年度の間に5回)による増
一株当たりの配当金額（円）	C	60	60	－	
配　当　金	D=B×C	3,259	1,049	2,209	
実効税率（%）	E	27.4	35.4	▲8.0	・法人税率引き下げに伴う減（30%⇒23.2%）
法人税等（A×E）		1,230	576	654	
法人税等（託送原価相当額控除後）		703	348	355	

【参考】総原価に占める法人税等の割合

（単位：億円　※単位未満は四捨五入）

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
補正後総原価（①）（※1）	7,819	20,316	56,787	7,147	13,459	6,151	2,198
法人税等（②）（※2）	50	96	95	41	70	32	7
割合（②÷①）	0.64%	0.47%	0.17%	0.57%	0.52%	0.52%	0.32%

（※1）補正後総原価は、直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴う変動分及びレベニューキャップ制度の導入に伴う変動分も反映した総原価をいう。
（※2）法人税等は申請原価ベース。

審査の結果①（公租公課）

＜法人税等関係＞

【論点①】一株当たりの配当金額（７事業者）

- 法人税等の算定諸元である**一株当たりの配当金額の算定**において、事業者の恣意性を排除する観点から、「全社一律の配当金額」を基本として、**一株当たりの配当金額を、8社（注）の直近●●年の単純平均値を採用する**。

  （注）みなし小売電気事業者の有価証券報告書で確認できる8社（東京電力EP及び中部電力ミライズを除く。）。

- その際、**「直近●●年」**について、**事業報酬の算定諸元となるβ値の算定期間**と平仄を合わせ、**「直近10年」**とする。

- その上で、8社の直近10年の単純平均値（一株当たり29.5円）を基に、**一株当たりの配当金額は30円とする**。

【論点②】株式分割による発行済株式の数の増加（沖縄電力）

- 株式分割により発行済株式の数が増加している場合に関し、事業者の恣意性を排除する観点から、**株式分割後も安定的に、申請された一株当たりの配当金額が支払われていることを前提**に、**申請時点の発行済株式の数**を用いることとする（過去の料金審査と同じ）　。

審査の結果②（公租公課）

【論点③】法人税等の算定諸元（北海道電力）

- 北海道電力の法人税等は**以下の考え方で算定**する。

  ①**B種優先株式**については、当該株式が発行された2018年度以降、申請された一株当たりの配当金額が安定的に支払われていることを前提に、**事業者の申請どおり**認める。

  ②**利益準備金積立額**については、会社法第451条の規定に基づき、株主総会の決議によって、その他利益剰余金の額を減少して利益準備金の額を増額させること（振替）ができる。その上で、上記の振替を実際に行うかは事業者の判断ではあるものの、こうした振替が可能であるため、需要家負担を鑑みて、今回の利益準備金積立額の**料金原価への算入は認めない**。

- なお、北海道電力の普通株式に係る一株当たりの配当金額の算定については、【論点①】と同様の扱いとする。

審査の結果③（公租公課）

【論点③】法人税等の算定諸元（東京電力EP）

- 東京電力EPの法人税等は**以下の考え方に基づき、東京電力EPの配当金額を推計する方法で算定**する。

  ①**東京電力HDの発行済株式の数に、一株当たりの配当金額を乗じて、東京電力全体の配当金額を推計する。**当該配当金の原資は、東京電力EPなどの子会社からの配当で賄われていると仮定し、**当該子会社に係る過去の配当実績の合計に占める東京電力EPの割合**（短期的かつ特異な変動を排除する観点から2017～21年度の平均値）**を乗じて得た額を、東京電力EPの配当金額とみなす**。

  ②一株当たりの配当金額の算定については、【論点①】と同様の扱いとする。

  ③**東京電力HDは**、**A種・B種優先株式を発行しているが**、当該優先株式は、国も出資している原子力損害賠償・廃炉等支援機構が株主であり、発行後、配当の支払実績が無いことや国等への配当という特殊性を鑑みて、**料金原価に算入しない**。

審査の結果④（公租公課）

＜その他関係＞

- 設備投資における特別監査の結果などを踏まえて、不使用設備などに係る固定資産税は減額する。
- 電気事業者に課される事業税（収入割）は、売上に対して課される収入金課税方式のため、審査の結果を踏まえて、総原価が減少した分については、事業税も減額する。
- その他、審査の結果、料金原価に織り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している公租公課については、その変化分を反映する。

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
- 6－1．　需要想定･供給力
- 6－2．　経営効率化
- 6－3．　燃料費
- 6－4．　購入･販売電力料
- 6－5．　原子力バックエンド費用
- 6－6．　人員計画･人件費
- 6－7．　修繕費
- 6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
- 6－9．　事業報酬
- 6－10．その他経費
- 6－11．公租公課
- **6－12．控除収益**
- 6－13．費用の配賦
- 6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

控除収益の概要

- 控除収益（他社販売電源料を除く）は、分社化に伴い発生する一般送配電事業者との会社間取引等の収益である電気事業雑収益など、以下の4項目が該当する。なお、今回の料金改定申請では、託送収益は織り込まれていなかった。

1．電気事業雑収益：契約電力を超えて電気を使用することによって発生する契約超過金や、分社化に伴い発生する一般送配電事業者との会社間取引（注）等による収益。
（注）会社間取引とは、自社と一般送配電事業者との間の業務サポートに係る受託契約や、事務所ビルの賃貸借契約などを言う。
2．預金利息：預金残高に対して発生する利息による収益。
3．賠償負担金相当収益：一般送配電事業者から払い渡される賠償負担金相当の収益。
4．廃炉円滑化負担金相当収益：一般送配電事業者から払い渡される廃炉円滑化負担金相当の収益。

（参考）託送収益：発電所内に設置されている自社の送電線等の設備を使用されることによって発生する収益。

【参考】控除収益の位置づけ

- 規制料金の原価は、「**①支出（営業費）＋②資金調達コスト（事業報酬）－③収入（控除収益）**」との計算式で表される。
- このうち、**③控除収益**は、電気事業雑収益や預金利息などの収益が計上されるが、料金原価上、控除収益が大きくなれば、全体の料金原価が小さくなる（圧縮される）。

関係法令における規定（控除収益）※他社販売電源料を除く

- 控除収益については、以下に掲げる料金算定規則及び料金審査要領に従い、算定及び審査を行うこととなっている。

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

（控除収益の算定）

第五条　事業者は、控除収益として、（中略）託送収益（接続供給託送収益を除く。以下同じ。）、電気事業雑収益、預金利息、賠償負担金相当収益及び廃炉円滑化負担金相当収益（以下「控除収益項目」という。）の額の合計額を算定（中略）しなければならない。

２　（略）

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）（抜粋）

第４節 控除収益項目

算定規則第５条の規定に基づいて申請事業者が算定した控除収益項目については、契約又は法令に基づき発生する費用のうち、算定方法の定めがあるものにあっては、事実関係や算定方法を確認し、その項目ごとに、申請事業者が適切な効率化努力を行った場合における経営を前提として算定した額であるか否かにつき審査するものとする。

各事業者の申請概要 （控除収益） ①

- **北海道電力**は、分社化に伴って発生する一般送配電事業者との会社間取引等の収益である電気事業雑収益の増加や、一般送配電事業者から払い渡される賠償負担金相当収益の増加などにより、**前回原価と比べて控除収益が増加**している。
- **東北電力・北陸電力・中国電力・四国電力**は、分社化に伴い発生する一般送配電事業者との会社間取引等の収益である電気事業雑収益の増加や、一般送配電事業者から払い渡される賠償負担金相当収益及び廃炉円滑化負担金相当収益の増加などにより、**前回原価と比べて増加**している。
- **東京電力EP**は、前回の料金値上げ（送配電分離前）において、一般送配電事業者で発生する収益の一部（電柱に電気通信設備等を共架することによって発生する共架料等）が配分されていた一方、今回は、送配電分離に伴って当該収益が配分されないこと等により、**前回原価と比べて控除収益が減少**している。
- **沖縄電力**は、延滞利息制度の導入に伴って遅収加算料金が発生しないことにより、**前回原価と比べて減少**している。

各事業者の申請概要（控除収益）②

- 各事業者の申請内容は以下のとおり。

（単位：百万円（※単位未満は四捨五入））

	北海道			東北			東京			北陸		
	今回	前回	差引	**今回**	前回	差引	**今回**	前回	差引	**今回**	前回	差引
電気事業雑収益	**11,486**	4,691	6,795	**10,522**	8,161	2,361	**6,207**	38,119	▲31,912	**10,434**	2,749	7,684
預金利息	**1**	6	▲5	**1**	9	▲8	**－**	－	－	**32**	32	▲0
賠償負担金相当収益	**1,224**	－	1,224	**1,953**	－	1,953	**－**	－	－	**832**	－	832
廃炉円滑化負担金相当収益	－	－	－	**3,583**	－	3,583	**－**	－	－	－	－	－
その他（※1）	－	490	▲490	－	909	▲909	**－**	－	－	－	321	▲321
控除収益計	**12,711**	5,187	7,524	**16,059**	9,080	6,980	**6,207**	38,119	▲31,912	**11,297**	3,102	8,195

	中国			四国			沖縄		
	今回	前回	差引	**今回**	前回	差引	**今回**	前回	差引
電気事業雑収益	**25,804**	7,773	18,030	**10,502**	2,926	7,577	**797**	601	196
預金利息	**9**	181	▲172	**1**	4	▲3	**0**	0	0
賠償負担金相当収益	**1,825**	－	1,825	**2,540**	－	2,540	**－**	－	－
廃炉円滑化負担金相当収益	**609**	－	609	**5,770**	－	5,770	**－**	－	－
その他（※1）	**－**	1,283	▲1,283	－	3,463	▲3,463	**－**	488	▲488
控除収益計	**28,247**	9,238	19,010	**18,814**	6,393	12,421	**797**	1,089	▲292

※1　東北、北陸、中国、沖縄：遅収加算料金
四国：使用済燃料再処理等既発電料受取
契約締結分3,239百万円
遅収加算料金225百万円

※2「前回」は、各社、以下の年度の平均値（託送原価相当を除く）。

北海道・東北・四国：2013～15年度の3カ年
東京：2012～14年度の3カ年
北陸：2007年度下期－2008年度上期の1カ年
中国・沖縄：2008年度の１カ年

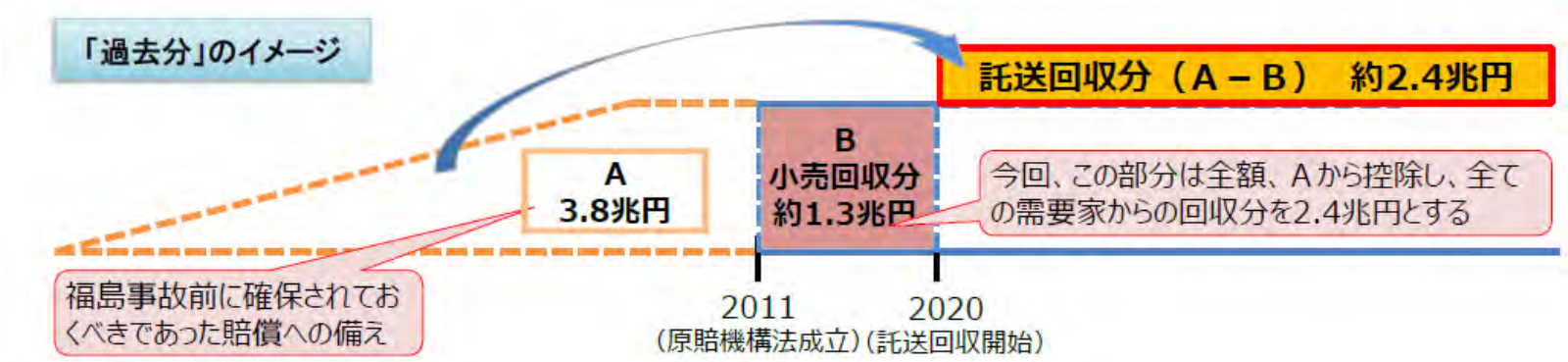
※3「今回」は、2023～25年度の３カ年平均値。

賠償負担金（一般負担金過去分）の概要

（参考）賠償への備えの不足分について

2016年12月第6回貫徹小委員会
財務会計WG　事務局提出資料 一部加工

- 福島第一原発事故後、原子力事故への備えとして、従前から存在していた原子力損害賠償法に加えて新たに原賠機構法が制定され、現在、同法に基づき、原子力事業者が毎年一定額を原賠・廃炉機構に納付している（一般負担金）。
- 原子力損害賠償法の趣旨に鑑みれば、本来、こうした万一の際の賠償への備えは事故以前から確保されておくべきであったが、実際には何ら制度的な措置は講じられておらず、当然ながら、そうした費用が料金原価に算入されることもなかった。
- その結果、福島第一原発事故以前は、賠償への備えの費用が料金に含まれていない相対的に安価な電気を全需要家が享受していた。
- こうした中で、原賠機構法制定後、2016年４月に小売りが全面自由化され、新電力への契約切替えにより一般負担金を負担しない需要家が増加している環境下において、受益者間の公平性等の観点から、事故前に確保されておくべきであった賠償への備えの不足分を託送料金の仕組みを利用することとした。



（出典）2020年8月7日 消費者委員会 公共料金等専門調査会第7回 電力託送料金に関する調査会 資料2（資源エネルギー庁説明資料）から抜粋

申請概要（賠償負担金相当収益）①

- 各事業者の賠償負担金相当収益の申請内容は、次ページ以降のとおり。
- 東京電力EPは、発電事業者ではないため、経済産業大臣への賠償負担金の承認申請を行っていないことから、今回の料金改定申請では、賠償負担金相当収益を計上していない。
- 沖縄電力は、原子力発電所を所有していないため、賠償負担金相当収益を計上していない。

申請概要（賠償負担金相当収益）②

（単位：百万円（※単位未満は四捨五入））

		今回申請（前回は該当費目なし）				
		2023年度	2024年度	2025年度	合計	平均
北海道電力	賠償負担金相当収益	1,224	1,225	1,224	3,672	1,224
	北海道電力ネットワーク㈱	1,224	1,225	1,224	3,672	1,224
東北電力	賠償負担金相当収益	1,963	1,952	1,945	5,860	1,953
	東北電力ネットワーク㈱	1,657	1,646	1,640	4,944	1,648
	東京電力パワーグリッド㈱	306	305	305	916	305
北陸電力	賠償負担金相当収益	832	832	832	2,495	832
	東京電力パワーグリッド㈱	0	0	0	1	0
	中部電力パワーグリッド㈱	84	84	84	251	84
	関西電力送配電㈱	103	103	103	308	103
	北陸電力送配電㈱	645	645	645	1,935	645
中国電力	賠償負担金相当収益	1,825	1,825	1,825	5,475	1,825
	中国電力ネットワーク㈱	1,825	1,825	1,825	5,475	1,825
四国電力	賠償負担金相当収益	2,540	2,540	2,540	7,619	2,540
	東京電力パワーグリッド㈱	19	19	19	58	19
	中部電力パワーグリッド㈱	25	25	25	74	25
	関西電力送配電㈱	133	133	133	399	133
	四国電力送配電㈱	2,363	2,363	2,363	7,088	2,363

申請概要（賠償負担金相当収益）③

- 各事業者とも、経済産業大臣から一般送配電事業者に通知された回収すべき賠償負担金の額等を基に、原価算定期間に当該事業者から払い渡される賠償負担金相当収益を算定している。

（単位：百万円（※単位未満は四捨五入））

		回収すべき賠償負担金の額※ A	回収期間※ B	2023～25年度に回収すべき金額（平均）C	今回申請（平均） D	差額 C－D
北海道電力	賠償負担金相当収益	6,254		1,251	1,224	27
	北海道電力ネットワーク㈱	6,254	5年	1,251	1,224	27
東北電力	賠償負担金相当収益	10,489		2,098	1,953	145
	東北電力ネットワーク㈱	8,765	5年	1,753	1,648	105
	東京電力パワーグリッド㈱	1,724	5年	345	305	40
北陸電力	賠償負担金相当収益	4,158		832	832	－
	東京電力パワーグリッド㈱	1	5年	0	0	－
	中部電力パワーグリッド㈱	418	5年	84	84	－
	関西電力送配電㈱	513	5年	103	103	－
	北陸電力送配電㈱	3,225	5年	645	645	－
中国電力	賠償負担金相当収益	9,125		1,825	1,825	－
	中国電力ネットワーク㈱	9,125	5年	1,825	1,825	－
四国電力	賠償負担金相当収益	12,699		2,540	2,540	－
	東京電力パワーグリッド㈱	97	5年	19	19	－
	中部電力パワーグリッド㈱	123	5年	25	25	－
	関西電力送配電㈱	666	5年	133	133	－
	四国電力送配電㈱	11,813	5年	2,363	2,363	－

※2020年7月に経済産業大臣によって承認を受けた当初５年間の回収額及び回収期間

申請概要（賠償負担金相当収益）④

● 各事業者の賠償負担金相当収益の算定方法は以下のとおり。

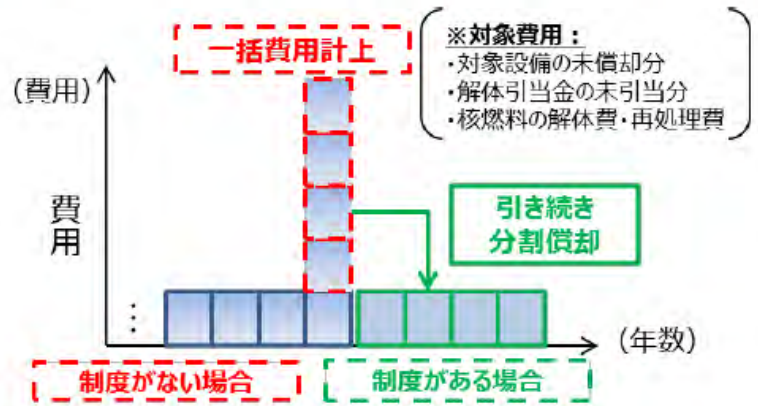
北海道電力	• 電気事業法施行規則等に基づき、北海道電力NWと「賠償負担金に関する支払契約」を締結。 • 今回申請では、上記契約により定められた「託送回収単価」に、北海道エリアにおける2023～25年度の想定需要電力量を乗じ、一般送配電事業者の回収額を算定。
東北電力	• 電気事業法施行規則等に基づき、東北電力ネットワーク及び東京電力パワーグリッドと「賠償負担金に関する支払契約」をそれぞれ締結。 • 今回申請は、現行託送料金に基づき申請していることから、上記契約により定められた「託送回収単価」に、2022年度の送配電事業者供給計画における2023～25年度の想定需要電力量を乗じ一般送配電事業者ごとの回収総額を算定し、当該回収総額を対象となる各事業者ごとの通知額の比率で按分することで算定。
北陸電力	• 2020年7月に経済産業大臣から承認を受けた5年間で回収すべき賠償負担金の額から1年当たりの回収額を算定。
中国電力	• 当初５年間で回収すべき賠償負担金の額（9,125百万円）について、回収期間（５年間）で等分に支払われることを想定。 • 2023～25年度について、1,825百万円／年を計上。
四国電力	• 経済産業大臣より通知を受けた、当社へ払い渡される賠償負担金の額のうち、託送回収制度が開始された2020年10月から５年間で払い渡される金額127億円について、5年間で均等案分した金額25億円／年（３ヵ年計：76億円）を原価算定期間に織込み。

廃炉円滑化負担金の概要

廃炉会計制度について

- 「原発依存度低減」は、エネルギー政策の基本方針。
- 福島第一原子力発電所の事故後、政府として「原子力依存度低減」を進める上で、事業者が想定していたよりも早期に廃炉する場合に、設備の残存簿価が一括減損し、一時的に多額の費用が生じることから廃炉判断を躊躇する可能性があった。
- このため、「円滑な廃炉を促す環境を整備する」観点から、2013年に「廃炉会計制度」を措置し、費用の分割計上を可能とした。（ただし、当時は小売規制料金が残り、原価算入を認めることが前提。）
- これまで、廃炉会計制度の下、原子力発電事業者7社が計15基の廃炉判断を行っている。
- 小売規制料金が原則撤廃される2020年以降、制度を安定的に継続させる観点から、2017年に、この「廃炉会計分」を分割し、託送料金の活用を可能とする制度を措置（省令改正）を行った。この制度措置は、「エネルギー基本計画」（2018年7月閣議決定）に示されている。

<廃炉会計制度の効果イメージ>



<廃炉会計制度の措置後に廃炉判断が行われた7社15基>

原子力発電事業者	プラント名
東北電力	女川1号機
東京電力	福島第二1号機、2号機、3号機、4号機
関西電力	美浜1号機、2号機
	大飯1号機、2号機
中国電力	島根1号機
四国電力	伊方1号機、2号機
九州電力	玄海1号機、2号機
日本原子力発電	敦賀1号機

（出典）2020年8月7日 消費者委員会 公共料金等専門調査会第7回 電力託送料金に関する調査会 資料2（資源エネルギー庁説明資料）から抜粋

【参考】託送料金の仕組みを利用した回収スキーム（概要）

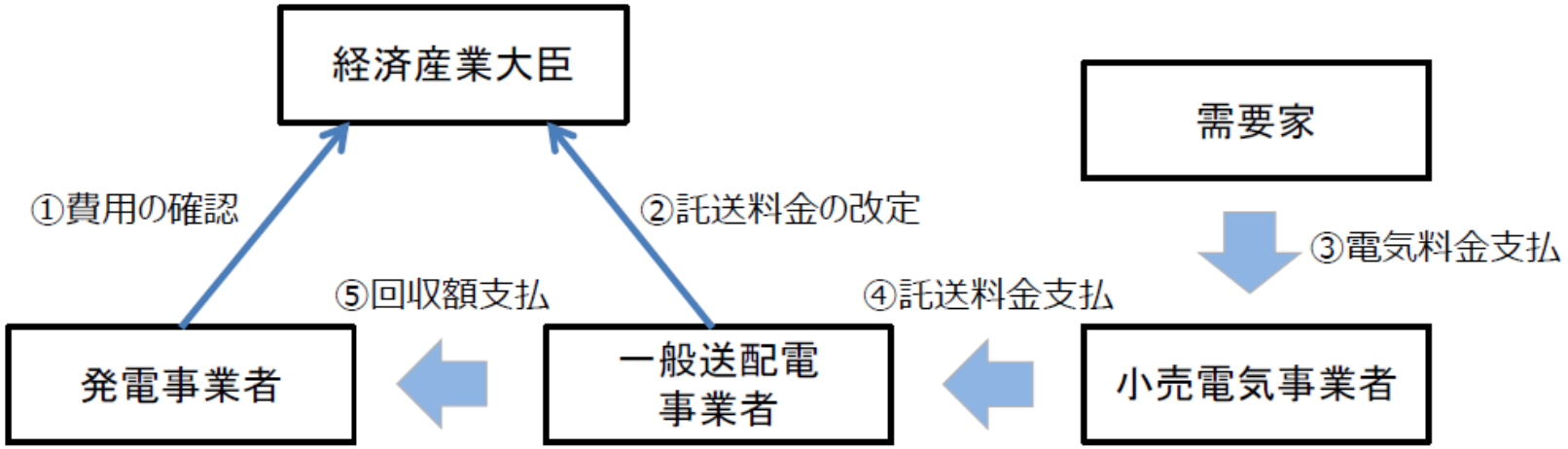
託送料金の仕組みを利用した回収スキーム（概要）

2017年7月第４回電力・ガス基本政策小委員会　事務局提出資料 一部加工

- 原子力事故の賠償の備えの不足分及び廃炉に関する会計制度分について、託送料金の仕組みを利用して全ての需要家から回収するに際しては、まず、発電事業者において、それぞれの費用の額を明確化する必要がある。
- その上で、一般送配電事業者は、回収額を託送料金に織り込み、小売電気事業者から託送料金として電力量に応じて回収し、回収額を発電事業者に支払うこととなる。

※特定の発電所において発電された電気が複数の旧一般電気事業者の管内の需要家に供給されていた場合、その発電所に関連する賠償の備えの不足分や廃炉に関する会計制度分は、複数の一般送配電事業者に配分されることとなる。

＜託送料金の仕組みを利用した回収スキーム＞



（出典）2020年8月7日 消費者委員会 公共料金等専門調査会第7回 電力託送料金に関する調査会 資料2（資源エネルギー庁説明資料）から抜粋

【参考】廃炉円滑化負担金相当収益に係る対象項目

- 発電事業者たるみなし小売電気事業者（以下「申請者」という。）は、電気事業法施行規則（以下「規則」という。）の規定により、経済産業大臣宛てに、廃炉円滑化負担金の額の承認を申請する。
- 経済産業大臣は、申請者から申請のあった廃炉円滑化負担金の額に関し、規則の規定に基づいて承認する。また、規則の規定に基づき、申請者宛てに、一般送配電事業者に通知した回収すべき廃炉円滑化負担金の額等を通知する。
- 当該通知に当たっては、通知した一般送配電事業者ごとに、以下の対象項目別に、回収すべき廃炉円滑化負担金の額及び回収期間が記載されている。

  ①原子力特定資産簿価：原子炉格納容器などの廃止措置中も引き続き役割を果たす設備の帳簿価額　等

  ②原子力廃止関連仮勘定簿価：廃炉した原子力発電設備等の帳簿価額　等

  ③原子力発電施設解体引当金の要引当額

申請概要（廃炉円滑化負担金相当収益）①

- 各事業者の廃炉円滑化負担金相当収益の申請内容は、次ページ以降のとおり。
- 北海道電力・北陸電力は、廃炉した原子力発電所がないため、経済産業大臣への廃炉円滑化負担金の承認申請を行っていないことから、今回の料金改定申請では、廃炉円滑化負担金相当収益を計上していない。
- 東京電力EPは、発電事業者ではなく、経済産業大臣への廃炉円滑化負担金の承認申請を行っていないため、今回の料金改定申請では、廃炉円滑化負担金相当収益を計上していない。
- 沖縄電力は、原子力発電所を所有していないため、廃炉円滑化負担金相当収益を計上していない。

申請概要（廃炉円滑化負担金相当収益）②

（単位：百万円（※単位未満は四捨五入））

		今回申請（前回は該当費目なし）				
		2023年度	2024年度	2025年度	合計	平均
東北電力	廃炉円滑化負担金相当収益	3,603	3,580	3,567	10,750	3,583
	東北電力ネットワーク㈱	3,603	3,580	3,567	10,750	3,583
中国電力	廃炉円滑化負担金相当収益	791	518	518	1,827	609
	中国電力ネットワーク㈱	791	518	518	1,827	609
四国電力	廃炉円滑化負担金相当収益	5,770	5,770	5,770	17,311	5,770
	四国電力送配電㈱	5,770	5,770	5,770	17,311	5,770

申請概要（廃炉円滑化負担金相当収益）③

- 各事業者とも、経済産業大臣から一般送配電事業者に通知された回収すべき廃炉円滑化負担金の額等を基に、原価算定期間に当該事業者から払い渡される廃炉円滑化負担金相当収益を算定している。

（単位：百万円（※単位未満は四捨五入））

		回収すべき廃炉円滑化負担金の額※ A	回収期間※ B	2023～25年度に回収すべき金額（平均）C	今回申請（平均） D	差引 C－D
東北電力	廃炉円滑化負担金相当収益	36,857		3,812	3,583	229
	東北電力ネットワーク㈱					
	①原子力特定資産簿価	2,638	15年	176	内訳なし	
	②原子力廃止関連仮勘定簿価	24,679	10年	2,468		
	③原子力発電施設解体引当金の要引当額	9,540	8年2ヶ月	1,168		
中国電力	廃炉円滑化負担金相当収益	9,068		609	609	－
	中国電力ネットワーク㈱					
	①原子力特定資産簿価	7,774	15年	518	518	－
	②原子力発電施設解体引当金の要引当額	1,294	3年2ヶ月	91	91	－
四国電力	廃炉円滑化負担金相当収益	57,339		5,770	5,770	－
	四国送配電㈱					
	①原子力特定資産簿価	7,487	15年	499	499	－
	②原子力廃止関連仮勘定簿価	43,834	10年	4,383	4,383	－
	③原子力発電施設解体引当金の要引当額(伊方2号)	4,023	7年7ヶ月	531	531	－
	④原子力発電施設解体引当金の要引当額(伊方1号)	1,995	5年7ヶ月	357	357	－

※2020年7月に経済産業大臣によって承認を受けた回収額及び回収期間

申請概要（廃炉円滑化負担金相当収益）④

- 各事業者の廃炉円滑化負担金相当収益の算定方法は以下のとおり。

東北電力	• 電気事業法施行規則等に基づき、東北電力ネットワークと「廃炉円滑化負担金に関する支払契約」を締結。 • 今回申請は、現行託送料金に基づき申請していることから、上記契約により定められた「託送回収単価」に、2022年度の送配電事業者供給計画における2023～25年度の想定需要電力量を乗じ回収総額を算定し、当該回収総額を対象となる各事業者ごとの支払見込額の比率で按分することで算定。
中国電力	• 回収すべき廃炉円滑化負担金の額（①7,774百万円、②1,294百万円）に関し、回収期間（①15年、②3年2カ月）で等分に支払われることを想定。 • ①は、2023～25年度について、518百万円／年を計上。 • ②は、回収期間が2023年11月までのため、2023年度に８ヶ月分の272百万円を計上。
四国電力	• 経済産業大臣より通知を受けた、当社へ払い渡される廃炉円滑化負担金の額を、原子力特定資産・原子力廃止関連仮勘定・解体引当金の未引当額にそれぞれ定められた回収期間で均等案分した金額の合計額58億円／年（3ヵ年計：173億円）を原価算定期間に織込み。

審査における論点（控除収益）

- **電気事業雑収益、預金利息、賠償負担金相当収益、廃炉円滑化負担金相当収益**について、契約又は法令等に基づき、適切に算定されているか。

審査の結果（控除収益） ①

【電気事業雑収益】

＜東北電力＞

①**減電補償金**の算定において、過去実績に比べて減収を見込んでいるが、合理的な理由がないため、過去平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

②**外貨での物品売却益**の算定において、円貨転換に係る手数料相当（１円／ドル）を考慮した為替レート（136円／ドル）に基づき算定した売却額と当該資産の簿価との差額を計上しているが、燃料費等の算定諸元と同様に、円貨転換に係る手数料相当を含めない為替レート（137／ドル）で再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

③**雑口に係る一部**において、過去実績があるにも関わらず原価算定期間では収益が発生しないものとして計上していないが、計上しない合理的な理由がないため、過去平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

④**供給雑収（書面発行手数料）**の算定において、自由化部門のみで発生することから計上していないが、同様に自由化部門のみで発生する収益（契約超過金等）は控除収益に計上しており、整合性を図る観点から、過去平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

⑤**棚卸資産の帳簿価額の修正益**の算定において、将来に損と益のどちらに振れるか分からないため計上していないが、過去の実績で一定程度必ず発生していることから、特殊要因を除き、過去平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

審査の結果（控除収益）　②

＜東京電力EP＞

①**供給雑収（請求書発行手数料・期中解約金）**の算定において、過去の実績に需要想定値（伸び率）を乗じて算定しているが、直近の実績や需要想定値（伸び率）を反映して再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

＜北陸電力＞

①**供給雑収（棄損料金取立益及びその他）**の算定において、販売電力量の増減に基づいて想定しているが、当該収益と販売電力量との間に相関がみられないことから、過去平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

＜中国電力＞

①**高効率発電システムの実証実験に用いるユーティリティ供給契約**の算定において、OCG実証設備の運転・停止期間に連動するため、過去の実績金額をもとに、原価算定期間における運転・停止期間を考慮して算定しているところ、直近の実績に更新して再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

②**高効率発電システムの実証実験に用いる設備利用料**の算定において、将来の発生見込みの合理的な算定が難しいため計上していないが、2022年度も当該収益が発生しているため、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

審査の結果（控除収益）　③

③**共架料**の算定において、将来の発生見込みを直近の単年度実績で想定しているが、合理的な理由がないため、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

④**原子燃料契約関係**の算定において、昨年7月時点の市況価格を用いて核燃料資産の貸与の対価としての利用料を算定しているが、申請時点で参照しうる最新の市況価格を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

＜四国電力＞

①**棚卸資産の帳簿価額の修正益**の算定において、棚卸資産の修正が発生しない前提としていたが、過去実績を踏まえても一定程度発生する蓋然性が高いものであるため、過去平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

②**解約違約金**の算定において、需要想定との整合などを踏まえ、直近の発生状況が継続する前提としていたが、過去実績に比べて減収を見込む合理的な理由にはあたらないため、特殊要因を除き、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

審査の結果（控除収益）　④

＜沖縄電力＞

①**違約金収入**の算定において、将来を想定することは困難であるため未計上としているが、未計上とする合理的な理由がないため、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

②**受託工事益**の算定において、将来を想定することは困難であるため未計上としているが、未計上とする合理的な理由がないため、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

③**広告料**の算定において、将来の発生見込みに関し、過去実績のうち一部について将来発生しないと想定しているが、発生しないことの合理的な理由はないため、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

④**棚卸資産の帳簿価額の修正益**の算定において、将来の発生見込みに関し、過去実績のうち一部について将来発生しないと想定しているが、発生しないことの合理的な理由はないため、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

審査の結果（控除収益）　⑤

【預金利息】

＜北海道電力＞

①**預金利息**の算定において、直近の単年度実績水準で想定しているが、合理的な理由がないため、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

【賠償負担金相当収益】

＜北海道電力＞

①事業者から、賠償負担金相当収益について、審査の結果、経済産業大臣から通知を受けた「5年間で回収すべき賠償負担金の額」から「1年あたりの回収額」を算定する方法で算定すべきとの方針が決定された場合、当該方針に沿って算定する旨の報告があったことから、事業者の報告のとおり、料金原価の補正を求めることとする。

＜東北電力＞

①事業者から、賠償負担金相当収益について、現行の託送料金に基づき申請しており、新たな託送料金が認可された場合、他事業者と同様の算定を行う旨の報告があったことから、事業者の報告のとおり、料金原価に補正を求めることとする。

審査の結果（控除収益）　⑥

【廃炉円滑化負担金相当収益】

＜東北電力＞

①事業者から、廃炉円滑化負担金相当収益について、現行の託送料金に基づいて申請しており、新たな託送料金が認可された場合、他事業者と同様の算定を行う旨の報告があったことから、事業者の報告のとおり、料金原価に補正を求めることとする。

【その他】

- その他、審査の結果、料金原価に織り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している控除収益については、その変化分を反映する。

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

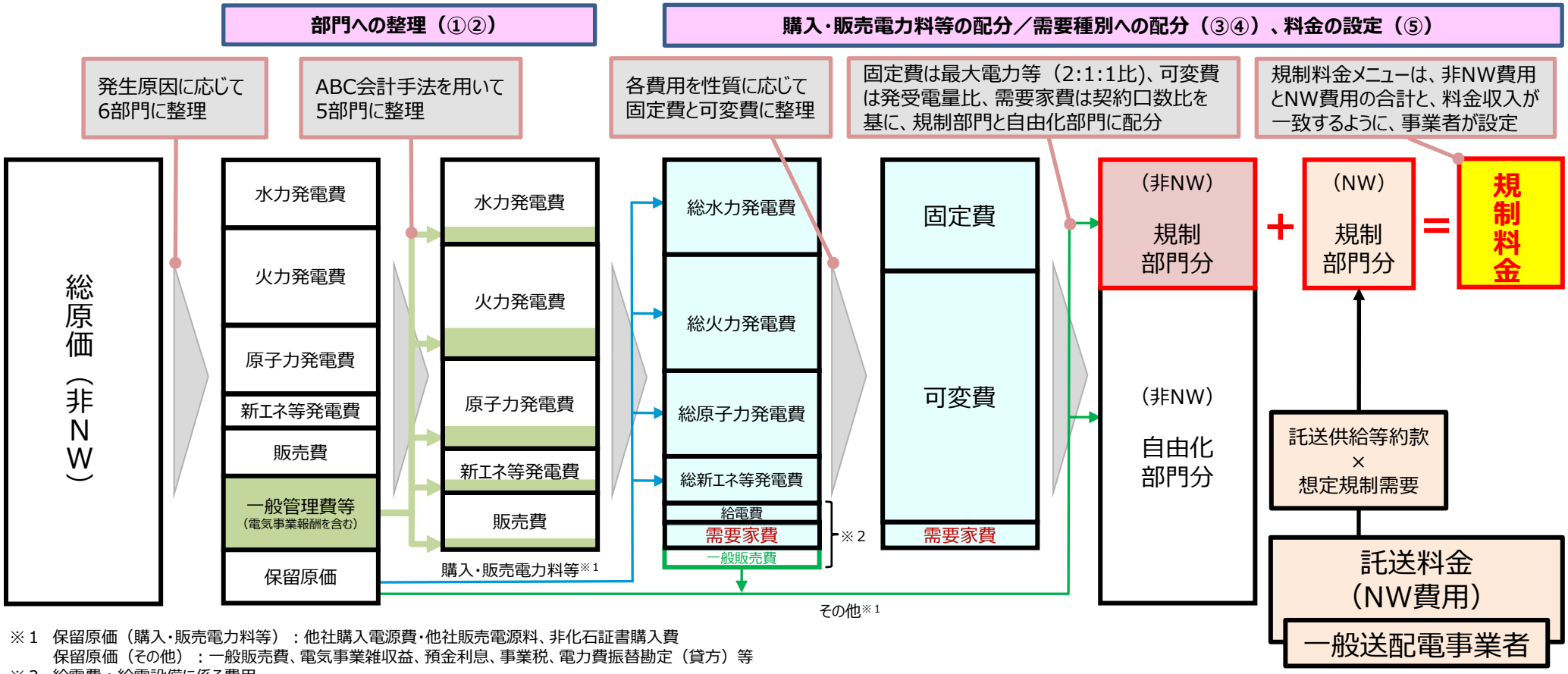
6．査定方針の各論
- 6－1．　需要想定･供給力
- 6－2．　経営効率化
- 6－3．　燃料費
- 6－4．　購入･販売電力料
- 6－5．　原子力バックエンド費用
- 6－6．　人員計画･人件費
- 6－7．　修繕費
- 6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
- 6－9．　事業報酬
- 6－10．その他経費
- 6－11．公租公課
- 6－12．控除収益
- **6－13．費用の配賦**
- 6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

費用の配賦の概要

- みなし小売電気事業者（※）は、総原価（非ネットワーク（非NW）費用に限る）を**6部門へ整理（①）**した上で、**一般管理費等を他部門へ配分（②）**することで、5部門の費用に整理する。
- その上で、5部門の費用に対して、**購入・販売電力料等を配分（③）**する。さらに、各費用をその性質に応じて固定費・可変費に整理した上で、**規制部門と自由化部門の2需要種別に配分（④）**する。
- これらのプロセスを経て算定された規制部門分の非NW費用に、規制部門分のNW費用を加算した上で、電気の使用条件の差などを考慮して、**契約種別ごとの規制料金を設定（⑤）**する。

（※）沖縄電力は送配電部門との一体会社であり、NWを含む総原価から算定するなど、算定フローが一部異なることに留意。



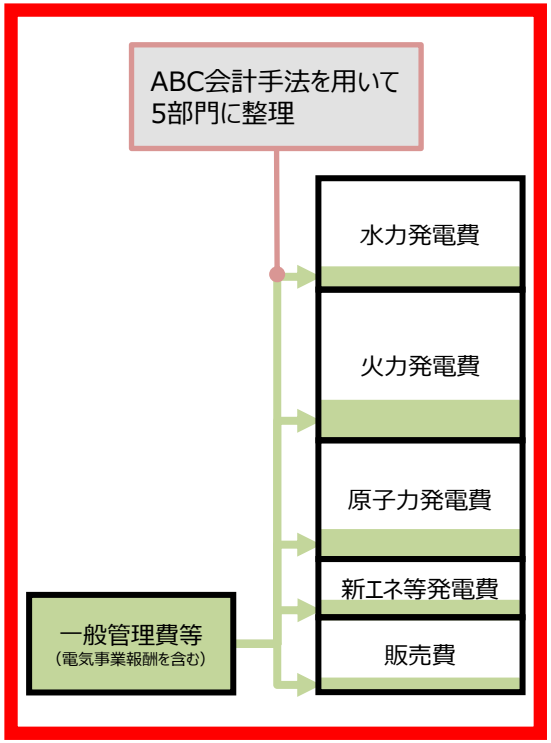
※1　保留原価（購入・販売電力料等）：他社購入電源費・他社販売電源料、非化石証書購入費
　　保留原価（その他）：一般販売費、電気事業雑収益、預金利息、事業税、電力費振替勘定（貸方）等
※2　給電費：給電設備に係る費用
　　需要家費：調定及び集金に係る費用
　　一般販売費：その他販売に係る費用

【参考】ＡＢＣ会計手法（Activity-Based Costing：活動基準原価計算）による整理

- **ABC会計手法は**、複数の部門に関連する一般管理費等を、以下の**3段階で各部門に整理する手法**である。
  - **直課**：特定の部門に紐付けることが可能な費用について、当該部門に直接配分すること。
  - **帰属**：直課できない費用について、客観的かつ合理的な基準（コストドライバー）を設定し、それに従って各部門に配分すること。
  - **配賦**：直課や帰属では整理できない費用を、代理的な比率を用いて各部門に配分すること。
- 帰属・配賦の基準は料金算定規則に定められているが、各事業者が経済産業大臣に届け出ることで、事業者の実情に応じた基準を設定することも可能である。

ABC会計手法による整理（イメージ）

費用の配賦（イメージ図より抜粋）



一般管理費等

一般管理費等
…
修繕費（20億円）
…
研究費（20億円）
…
電気事業報酬（450億円）
合計（1,000億円）

料金算定規則 別表第２第２表（抜粋）

	一般管理費等	
	活動帰属基準	配賦基準
…	…	…
修繕費	各部門業務用建物床面積比	–
…	…	…
研究費		直課された研究費比
…	…	…
電気事業報酬	–	内容ごとに各部門設備別帳簿価額比

水力発電費への配分※

	水力発電費		
	直課	帰属	配賦
…	…	…	…
修繕費	–	5億円	–
…	…	…	…
研究費	1億円	–	1億円
…	…	…	…
電気事業報酬	–	–	50億円
合計	150億円		

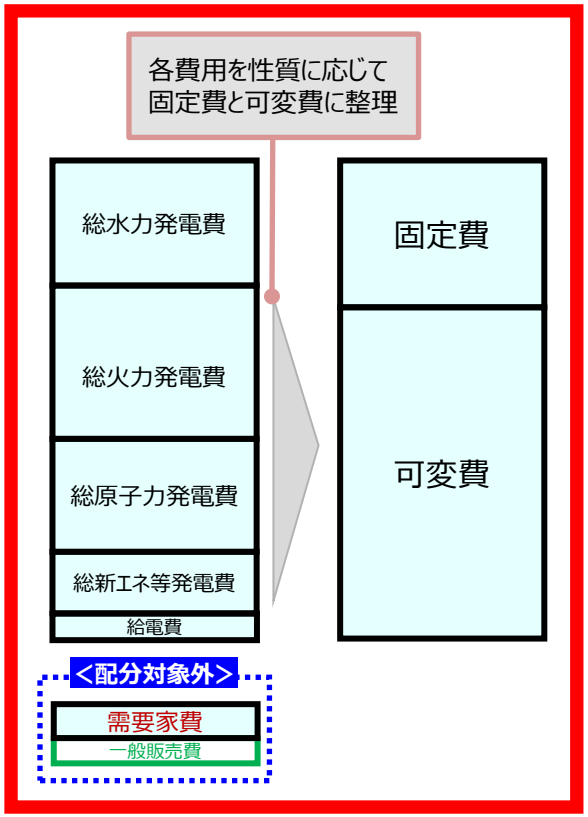
※その他の部門（火力発電費・原子力発電費・新エネルギー等発電費・販売費）への配分も同様。

【参考】固定費と可変費の整理（イメージ）

- 整理された各費用（需要家費及び一般販売費を除く）を、販売電力量に応じて変動する費用（可変費）と、販売電力量にかかわらず必要な費用（固定費）に配分して整理する。

固定費と可変費の整理

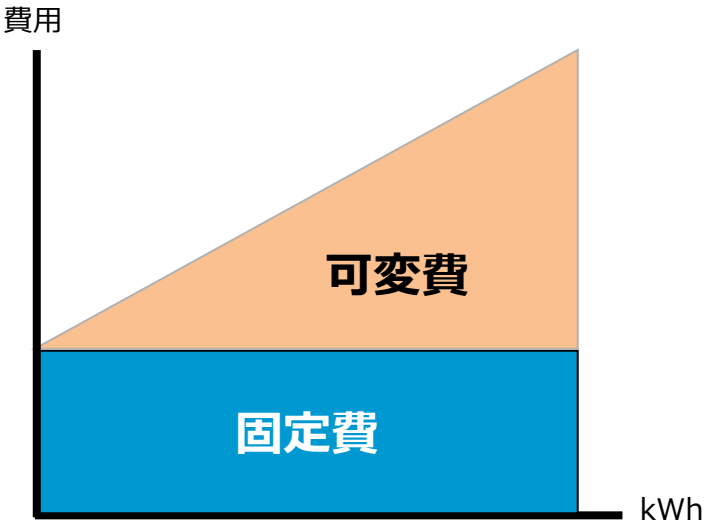
費用の配賦（イメージ図より抜粋）



固定費・可変費の具体例

可変費	販売電力量に応じて変動する費用 【具体例】 ・燃料費 ・他社購入電源費のうち、電力量料金　など
固定費	販売電力量にかかわらず必要な費用 【具体例】 ・人件費 ・減価償却費 ・他社購入電源費のうち、基本料金　など

固定費・可変費のイメージ

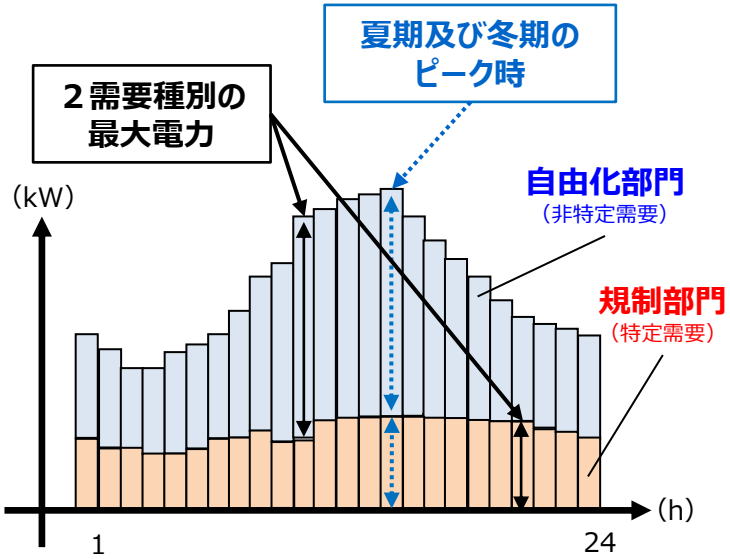


【参考】固定費の配分方法（２：１：１法）

- **固定費**（販売電力量にかかわらず必要な費用であり、概ねkWに比例する原価が対象）**を需要種別に配分**する際には、料金算定規則に基づき、以下に示す**「２：１：１法」**が用いられる。
- **「２：１：１法」は、以下の①～③を合成した比率**を用いて、**固定費**※1**を２需要種別**※2（自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由の合成）と規制部門（低圧規制））**に配分する方法**である。
  ①**各需要種別の最大電力（ｋW）の比率**に、**「２」**のウェイト。
  ②**夏期及び冬期のピーク時（尖頭時）における各需要種別の需要電力（kW）の比率**に、**「１」**（夏期：0.5、冬期：0.5）のウェイト。
  ③**各需要種別の発受電量（kWh）の比率**に、**「１」**のウェイト。

※１：水力発電費・火力発電費・原子力発電費・新エネルギー等発電費・給電費のうち、固定費に配分された費用。
※２：沖縄電力では、3需要種別（①自由化部門（特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成）、②高圧規制及び③低圧規制）に配分。

【イメージ図】



固定費の２需要種別への配分イメージ

	最大電力（kW）	ピーク時の需要電力（kW）（尖頭時責任電力）		発受電量（kWh）
		夏期	冬期	
自由化部門（非特定需要）	460（92.0%）	445（92.7%）	437（93.0%）	2,800（93.3%）
規制部門（特定需要）	40（①8.0%）	35（②7.3%）	33（③7.0%）	200（④6.7%）
合計	500（100.0%）	480（100.0%）	470（100.0%）	3,000（100.0%）

「２：１：１」法による計算結果

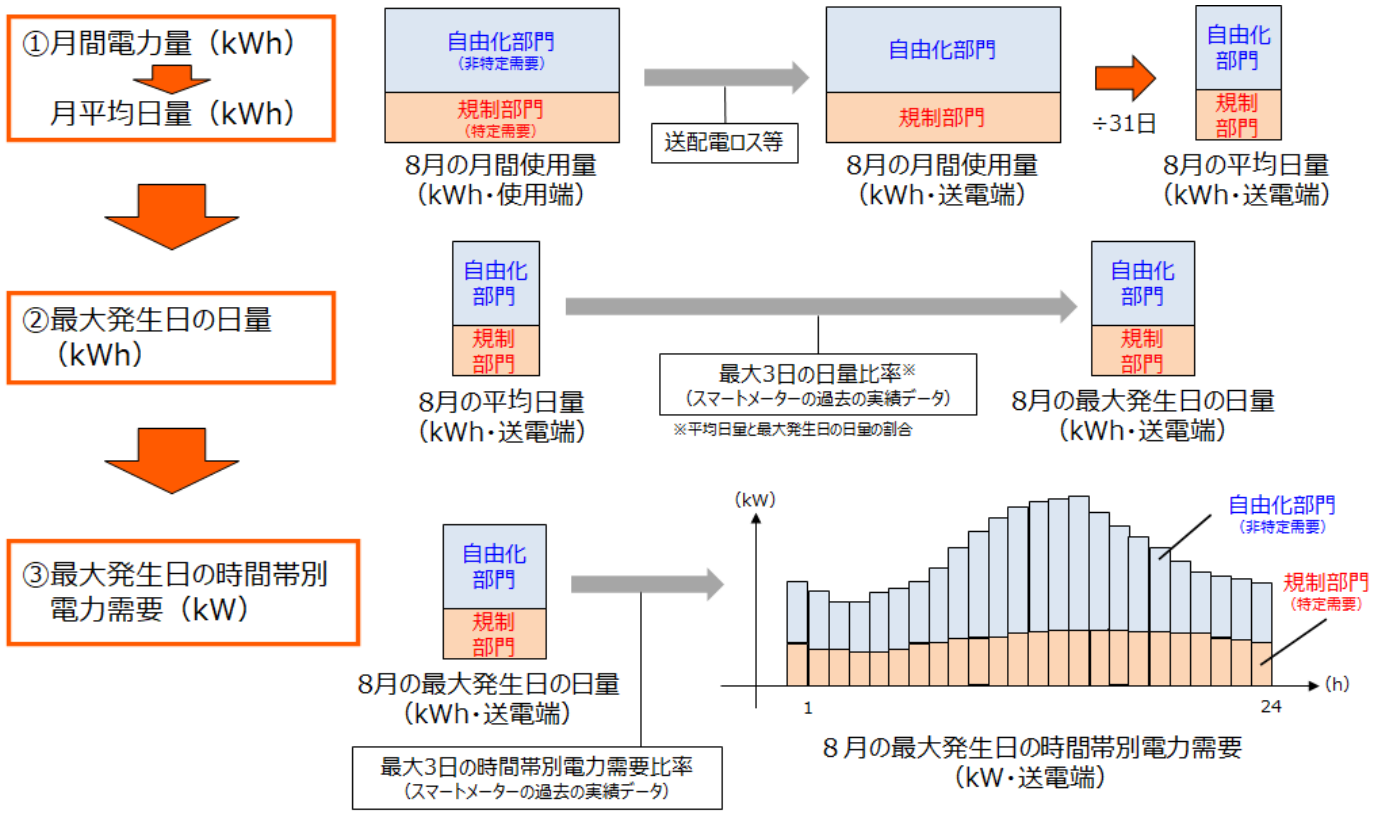
規制部門（特定需要）への固定費の配分比率（%）

＝（①8.0%×2＋②7.3%×0.5＋③7.0%×0.5＋④6.7%×1）／4＝約7.5%

【参考】固定費の配分（２：１：１法）における最大電力等の算定方法

- **<u>固定費の配分（2：1：1法）</u>**における**<u>「最大電力（kW）」と「夏期及び冬期のピーク時の総需要（尖頭時責任電力）（kW）」の算定方法</u>**は、概ね以下のとおり。
  - 前提条件である需要想定等に基づき、夏期及び冬期のピーク時の2需要種別（※）（自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由）と規制部門（低圧規制））の合計需要を、スマートメーターの実績データ等を基に、各時間帯に展開する。（※沖縄電力は3需要種別に展開すること留意。）
  - 規制部門の需要が最大となる時間の需要を、「最大電力（kW）」とする。
  - 2需要種別の合計需要が最大となる時間の需要を、「夏期及び冬期のピーク時の総需要（kW）」とする。

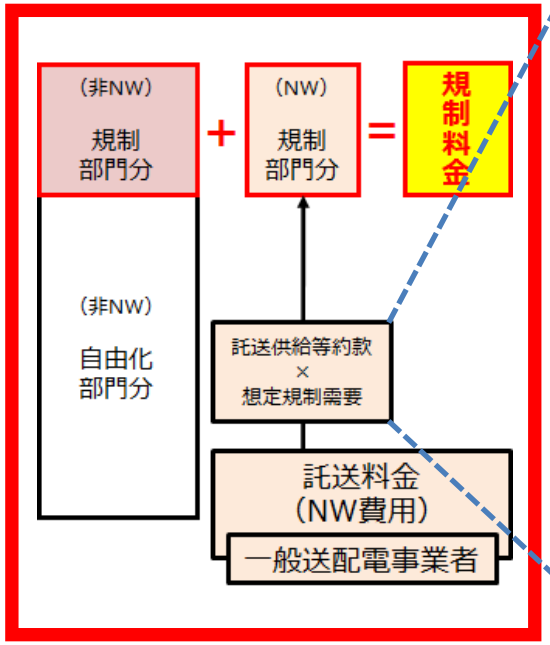
最大電力等の算定イメージ（夏期の場合）



【参考】規制需要に係るネットワーク（NW）費用の算定方法

- 規制需要に係るNW費用は、各エリアの一般送配電事業者が定める「**託送供給等約款**」と**想定規制需要**に基づいて算定する。
- 具体的には、**規制料金メニューごと（契約種別）に適用する託送料金メニューを決定**し、**規制料金メニューごとの諸元**（アンペア、kW、kWh等）**に対応した託送料金メニュー単価を乗じる**ことなどにより、**基本料金・電力量料金相当を算定**する。
- なお、自社の事業用電力等（営業所等電力等）に係る費用についても、規制需要に応ずるものを特定し、規制需要に係るNW費用に含めて算定する必要がある。

費用の配賦
（イメージ図より抜粋）



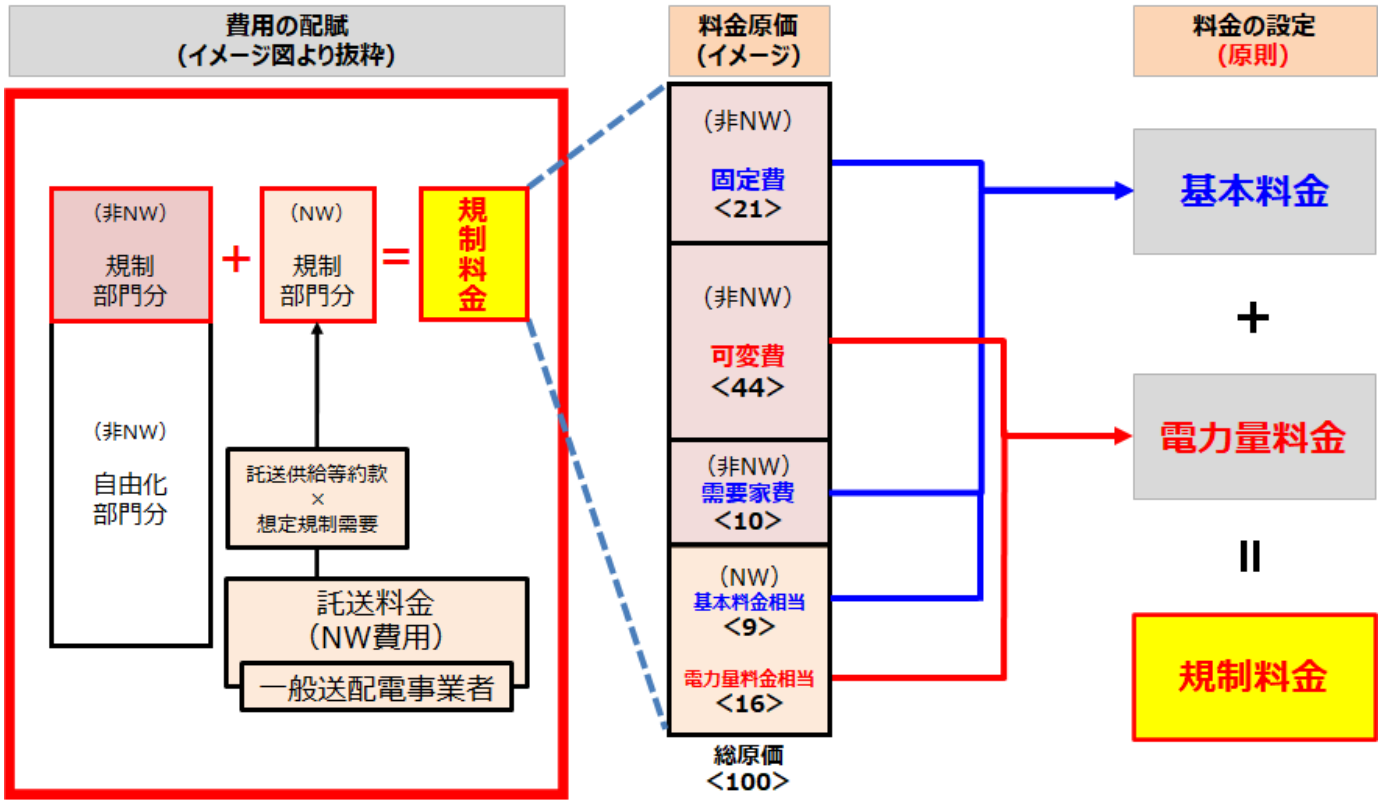
規制需要に係るNW費用の算定イメージ

〔規制料金メニュー〕		〔託送料金メニュー〕	〔NW費用〕
定額電灯	適用	電灯定額	諸元（灯数等）× 託送単価
従量電灯	適用	電灯標準	諸元（アンペア数等）× 託送単価
低圧電力	適用	動力標準	諸元（kW数）× 託送単価
⋮		⋮	⋮

【参考】料金の設定方法

- **契約種別ごとの料金を設定**する際は、料金算定規則において、「**販売電力量にかかわらず支払を受けるべき料金及び販売電力量に応じて支払を受けるべき料金の組合せにより、当該料金を設定しなければならない**」とされている。
- 料金算定規則では、基本料金で回収する固定費の割合などの規定は無いため、各事業者が実情を踏まえて料金設定を行っている。その上で、**固定費を基本料金で回収できていないのが現状**であるところ、各事業者にその背景を確認した結果、「**基本料金が高くなると、使用電力量が少ない需要家の負担感が増すこと等を踏まえ、固定費の一部を電力量料金で回収する料金設定を行ってきた**」といった回答があった。

料金の設定方法（イメージ）



関係法令における規定①（費用の配賦）

- 費用の配賦については、以下に掲げる料金算定規則及び料金審査要領に従い、算定及び審査を行うこととなっている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（原価等の整理）

第六条 事業者（中略）は、第三条第一項に規定する営業費項目、第四条第一項に規定する電気事業報酬及び前条第一項に規定する控除収益項目（中略）のうち、（中略）基礎原価等項目ごとに、次の各号に掲げる部門に、発生の主な原因を勘案して、配分することにより整理しなければならない。

一　水力発電費
二　火力発電費（以下略）
三　原子力発電費
四　新エネルギー等発電費
五　販売費
六　一般管理費等（以下略）

2　事業者は、前項の規定により同項第六号に掲げる部門に整理された基礎原価等項目を、別表第二第一表及び第二表に掲げる基準により、同項第一号から第五号までに掲げる部門にそれぞれ配分することにより整理しなければならない。

3　事業者は、第一次整理原価として、第一項の規定により同項第一号から第五号までに掲げる部門に整理された基礎原価等項目及び前項又は第五項の規定により第一項第一号から第五号までに掲げる部門に整理された、同項第六号に整理された基礎原価等項目を合計することにより、様式第三により部門整理表を作成しなければならない。

4　事業者は、前項の規定により各部門に整理された第一次整理原価について、販売費の部門の第一次整理原価を、基礎原価等項目ごとに、（中略）給電設備に係る第一次整理原価（以下「給電費」という。）、調定及び集金に係る第一次整理原価（以下「需要家費」という。）並びにその他販売費（以下「一般販売費」という。）に配分することにより整理し、様式第四により販売費整理表を作成しなければならない。

5　（略）

6　事業者は、期間原価等項目のうち、購入販売電源項目（他社購入電源費（中略）、非化石証書購入費及び他社販売電源料（中略）として、第三条又は前条の規定により算定された額を、発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新エネルギー等発電費及び原子力発電費に配分することにより整理し、第二次整理原価として、水力発電費、火力発電費、新エネルギー等発電費及び原子力発電費に整理される額に、それぞれ、第三項の規定により水力発電費、火力発電費、新エネルギー等発電費及びに整理された第一次整理原価を加えて得た額を、基礎原価等項目及び購入販売電源項目ごとに、総水力発電費、総火力発電費、総新エネルギー等発電費及び総原子力発電費に整理しなければならない。

第七条　（略）

第八条 事業者は、前条の規定により整理された送配電非関連費（需要家費及び一般販売費を除く。（中略））を、基礎原価等項目及び購入販売電源項目ごとに、次の各号に掲げる基準により、販売電力量にかかわらず必要な送配電非関連費（以下「送配電非関連固定費」という。）及び販売電力量によって変動する送配電非関連費（以下「送配電非関連可変費」という。）に配分することにより整理（中略）しなければならない。（以下略）

一～三　（略）

2・3　（略）

（注）沖縄電力は、送配電部門との一体会社であることなどの理由により、根拠条文が異なるが、上記抜粋では省略。

関係法令における規定②（費用の配賦）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（需要等の算定）

第九条　事業者は、送配電非関連需要（中略）について、原価算定期間における次の各号に掲げる値を、非特定需要（特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要（特定需要を除く。）を合成した需要をいう。（中略））及び特定需要ごとに、供給計画等を基に算定しなければならない。

一　最重負荷日の最大需要電力の平均値（以下「最大電力」という。）

二　四月一日から九月末日までの期間の最重負荷日の最大尖頭負荷時における需要電力の平均値（以下「夏期尖頭時責任電力」という。）

三　十月一日から翌年三月末日までの期間の最重負荷日の最大尖頭負荷時における需要電力の平均値（以下「冬期尖頭時責任電力」という。）

四　その電気を供給する事業の用に供するために事業者が発電する電気の量及び他の者から受電する電気の量を合計して得た値から当該事業者がその小売電気事業等（小売電気事業及び発電事業（その小売電気事業の用に供するための電気を発電するものに限る。）をいう。（中略））を行うために使用する電気の量を控除して得た値の平均値（以下「発受電量」という。）

五　月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

2・3　（略）

4　事業者は、送配電非関連需要について、第一項又は第二項の規定により算定された値を基に、次の各号に掲げる割合を算定しなければならない。

一　非特定需要及び特定需要の最大電力を合計した値のうちに非特定需要及び特定需要ごとの最大電力の占める割合

二　非特定需要及び特定需要の夏期尖頭時責任電力を合計した値のうちに非特定需要及び特定需要ごとの夏期尖頭時責任電力の占める割合

三　非特定需要及び特定需要の冬期尖頭時責任電力を合計した値のうちに非特定需要及び特定需要ごとの冬期尖頭時責任電力の占める割合

四　非特定需要及び特定需要の発受電量を合計した値のうちに非特定需要及び特定需要ごとの発受電量の占める割合

5　事業者は、送配電非関連需要について、前項各号の規定により算定された割合を基に、非特定需要及び特定需要ごとに、同項第一号の割合に二を、同項第二号の割合に〇．五を、同項第三号の割合に〇．五を、同項第四号の割合に一を乗じて得た値の合計の値を、四で除して得た値を算定しなければならない。

6　事業者は、送配電非関連需要について、第一項第五号又は第二項の規定により算定された値を基に、非特定需要及び特定需要の口数を合計した値のうちに非特定需要及び特定需要ごとの口数の占める割合を算定しなければならない。

（需要種別への配分等）

第十条　事業者は、第七条の規定により整理された需要家費の合計額、第八条第一項又は第三項の規定により整理された送配電非関連費ごとの送配電非関連固定費の合計額及び送配電非関連可変費の合計額を、それぞれ、次項に定めるところにより、非特定需要及び特定需要ごとに、配分することにより整理しなければならない。

2　事業者は、次の表の上欄に掲げる送配電非関連費を、同表の中欄に掲げる割合及び値により算定し、同表の下欄に掲げる区分に整理しなければならない。

一　第八条第一項又は第三項の規定により整理された総水力発電費、総火力発電費、総新エネルギー等発電費、総原子力発電費及び給電費ごとの送配電非関連固定費のそれぞれの合計額	前条第五項の規定により算定された値	固有固定費
二　第八条第一項又は第三項の規定により整理された総水力発電費、総火力発電費、総新エネルギー等発電費、総原子力発電費及び給電費ごとの送配電非関連可変費のそれぞれの合計額	前条第四項第四号の規定により算定された割合	固有可変費
三　第七条の規定により整理された需要家費の合計額	前条第六項の規定により算定された割合	固有需要家費

（注）沖縄電力は、送配電部門との一体会社であることなどの理由により、根拠条文が異なるが、上記抜粋では省略。

関係法令における規定③（費用の配賦）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

第十六条　事業者は、次の各号に掲げる費用を、それぞれ当該各号に定める費用に整理し、特定需要について、様式第七により送配電非関連費及び送配電関連費等計算表を作成しなければならない。

一　第十条の規定により整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費並びに前条の規定により整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費　送配電非関連費

二　特定需要に応ずる電気の供給に係る託送供給に要する費用に相当する額（その小売電気事業等を行うために当該事業者が使用する電気（特定需要に応ずるものに限る。）に係る託送供給に要する費用に相当する額を含む。（中略））として、特別関係事業者（一般送配電事業者であるものに限る。）が法第十八条第一項の認可の申請をした託送供給等約款又は特別関係事業者（一般送配電事業者であるものに限る。）が同項の認可を受けた託送供給等約款（同条第五項若しくは第八項の規定による変更の届出があったとき、又は法第十九条第二項の規定による変更があったときは、その変更後のもの）に基づき算定した額　送配電関連費

三　（略）

（供給区域別料金の決定等）

第十八条　料金は、特定需要の前条の規定により整理された総固定費、総可変費、総需要家費及び総送配電関連費の合計額（以下「特定需要原価等」という。）と原価算定期間における特定需要の料金収入が一致するように設定されなければならない。

２～４　（略）

５　事業者は、第二項の規定により契約種別ごとの料金を設定する場合には、販売電力量にかかわらず支払を受けるべき料金及び販売電力量に応じて支払を受けるべき料金の組合せにより、当該料金を設定しなければならない。ただし、販売電力量が極めて少ないと見込まれる需要に対する料金の設定の場合は、この限りでない。

６・７　（略）

（注）沖縄電力は、送配電部門との一体会社であることなどの理由により、根拠条文が異なるが、上記抜粋では省略。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第２章「原価等の算定」に関する審査

第５節 送配電関連費等

算定規則第１６条第２号及び第３号に基づいて申請事業者が算定した送配電関連費等については、認可の申請がされた特定小売供給約款上の契約種別と託送供給等約款上の契約種別との対応関係等を踏まえた適切な算定方法により算定した額であるか否かにつき審査するものとする。

審査における論点（費用の配賦）

- 費用の配賦の各段階で、料金算定規則に則って適切に算定されているか。費用の配賦に関する主な確認事項は以下のとおり。

  【論点１】補正後総原価の各部門への配分の適切性
  【論点２】固定費の配分（２：１：1法）における規制需要の最大電力等の推計の適切性
  【論点３】規制需要に係るネットワーク（NW）費用の算定の適切性
  【論点４】規制部門と自由化部門への原価配分の適切性
  【論点５】規制部門と自由化部門への事業報酬の配分の適切性

- なお、本資料では、7事業者（北海道・東北・東京・北陸・中国・四国・沖縄）の申請内容に、①直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴う変動分を反映した非ネットワーク費用（以下「燃料補正後非NW費用」という。）及び②レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映したネットワーク費用※（以下「RC補正後NW費用」という。）を加えて再算定した総原価（以下「補正後総原価」という。）を基に、費用の配賦について、まとめてお示ししている。

  （※）北海道電力は、今回の料金改定申請において、レベニューキャップ制度の導入に伴って認可された託送供給等約款に基づいたネットワーク費用を用いて算定している。

審査の結果①（費用の配賦）

【論点１】補正後総原価の各部門への配分の適切性

- 東京電力EPを除く**６事業者は、補正後総原価**（固有費及び一般管理費に限る）**の90%超が固有費及び直課により配分されていることを確認**した。一方、**東京電力EPは**、補正後総原価の59%が固有費及び直課により配分されているが、**配分する部門が「販売費」のみ**であることから、**ABC会計手法の趣旨を踏まえ、一般管理費の100%を直課により配分すべき**である。

【論点２】固定費の配分（２：１：1法）における規制需要の最大電力等の推計の適切性

- 算定誤りのあった沖縄電力を除く**６事業者は、規制部門への固定費の配分比率が明らかに過大とは言えない**と考えられる。また、**沖縄電力は、料金算定規則に則って適切に算定するよう、料金原価の補正を求める**こととする。

【論点３】規制需要に係るネットワーク（NW）費用の算定の適切性

- 沖縄電力を除く**６事業者**は、規制需要に係るNW費用について、**料金算定規則に則って**、規制需要に係る料金メニューと、託送料金メニュー（レベニューキャップ制度の導入に伴って認可された託送供給等約款）との対応関係を踏まえ、**適切に算定していることを確認**した。**沖縄電力は、料金算定規則に則って、**自社事業用電力等（自社で使用する営業所等電力等）に係るNW費用（高圧規制・低圧規制分）も含めて**算定するよう、料金原価の補正を求める**こととする。
- その他、直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴って、供給力の変動による自社事業用電力等が変動する場合など、これらを基に算定しているNW費用については、その変動分を反映する。

審査の結果②（費用の配賦）

【論点４】規制部門と自由化部門への原価配分の適切性

- **各事業者とも**、「部門間で電気の使用形態が異なる」などの理由から料金原価に差が生じているものの、**料金算定規則に則って算定されていることを確認**した。

【論点５】規制部門と自由化部門への事業報酬の配分の適切性

- **各事業者とも、料金算定規則に則って算定**しており、**規制部門と自由化部門の補正後総原価に含まれる事業報酬の割合は、概ね「規制部門で3～5% 、自由化部門で3～4%程度」**であった。

【論点１】補正後総原価の各部門への配分の適切性①

- 電気料金の公正な設定にあたっては、各部門への合理的な費用配分が必要であり、特定の部門に紐付けることが可能な費用については、当該部門に直接配分することが望ましい。
- こうした観点から、過去（2012～2014年）の料金値上げの審査では、「**総原価の90%超が固有費及び直課により配分されていること**」を目安として、**各部門への配分の適正性を確認**してきた。
- 各事業者の固有費及び直課比率は以下のとおりであり、東京電力EPを除く**６事業者は、補正後総原価**（固有費及び一般管理費に限る）**の90%超が固有費及び直課により配分されていることを確認**した。
一方、**東京電力EPは、**補正後総原価の59%となっているが、**配分する部門が「販売費」のみ**であることから、**ABC会計手法の趣旨を踏まえ、一般管理費の100%を直課により配分すべき**である。

＜北海道電力＞

（単位：億円）

区分		水力	火力	原子力	新エネ等	販売	合計	
固有費		228 (64.2%)	3,826 (94.8%)	544 (68.1%)	25 (81.6%)	166 (64.5%)	4,789 (87.5%)	94%
一般管理費	直課	73 (20.7%)	102 (2.5%)	150 (18.7%)	4 (12.3%)	5 (2.1%)	335 (6.1%)	
	帰属	25 (6.9%)	36 (0.9%)	50 (6.2%)	1 (2.4%)	43 (16.6%)	154 (2.8%)	
	配賦	29 (8.2%)	69 (1.7%)	55 (6.9%)	1 (3.7%)	43 (16.8%)	198 (3.6%)	
		127 (35.8%)	208 (5.2%)	255 (31.9%)	6 (18.4%)	91 (35.5%)	687 (12.5%)	
合計		355 (100.0%)	4,035 (100.0%)	800 (100.0%)	30 (100.0%)	257 (100.0%)	5,476 (100.0%)	

＜東北電力＞

（単位：億円）

区分		水力	火力	原子力	新エネ等	販売	合計	
固有費		382 (74.9%)	12,364 (96.7%)	1,378 (77.8%)	93 (78.1%)	257 (47.0%)	14,474 (92.0%)	95%
一般管理費	直課	52 (10.2%)	158 (1.2%)	259 (14.6%)	5 (4.0%)	2 (0.4%)	476 (3.0%)	
	帰属	38 (7.5%)	119 (0.9%)	58 (3.3%)	10 (8.6%)	127 (23.3%)	353 (2.2%)	
	配賦	38 (7.5%)	150 (1.2%)	76 (4.3%)	11 (9.2%)	161 (29.4%)	435 (2.8%)	
		128 (25.1%)	427 (3.3%)	392 (22.2%)	26 (21.9%)	290 (53.0%)	1,263 (8.0%)	
合計		510 (100.0%)	12,791 (100.0%)	1,770 (100.0%)	119 (100.0%)	547 (100.0%)	15,737 (100.0%)	

＜東京電力EP＞

（単位：億円）

区分		水力	火力	原子力	新エネ等	販売	合計	
固有費		－（－）	－（－）	－（－）	－（－）	1,043 (57.9%)	1,043 (57.9%)	59%
一般管理費	直課	－（－）	－（－）	－（－）	－（－）	15 (0.8%)	15 (0.8%)	
	帰属	－（－）	－（－）	－（－）	－（－）	172 (9.5%)	172 (9.5%)	
	配賦	－（－）	－（－）	－（－）	－（－）	573 (31.8%)	573 (31.8%)	
		－（－）	－（－）	－（－）	－（－）	759 (42.1%)	759 (42.1%)	
合計		－（－）	－（－）	－（－）	－（－）	1,802 (100.0%)	1,802 (100.0%)	

＜北陸電力＞

（単位：億円）

区分		水力	火力	原子力	新エネ等	販売	合計	
固有費		226 (73.9%)	4,333 (96.4%)	488 (75.6%)	3 (37.9%)	95 (40.8%)	5,145 (90.4%)	92%
一般管理費	直課	0 (0.1%)	18 (0.4%)	45 (6.9%)	0 (0.1%)	1 (0.2%)	63 (1.1%)	
	帰属	33 (10.7%)	55 (1.2%)	32 (4.9%)	2 (23.9%)	45 (19.5%)	167 (2.9%)	
	配賦	47 (15.2%)	91 (2.0%)	81 (12.6%)	3 (38.1%)	91 (39.4%)	314 (5.5%)	
		80 (26.1%)	164 (3.6%)	158 (24.4%)	5 (62.1%)	137 (59.2%)	544 (9.6%)	
合計		306 (100.0%)	4,497 (100.0%)	646 (100.0%)	9 (100.0%)	232 (100.0%)	5,689 (100.0%)	

【論点１】補正後総原価の各部門への配分の適切性②

＜中国電力＞

（単位：億円）

区分		水力	火力	原子力	新エネ等	販売	合計
固有費		205 (68.3%)	6,306 (95.1%)	882 (65.5%)	16 (60.6%)	144 (50.9%)	7,552 (88.0%)
一般管理費	直課	33 (10.9%)	148 (2.2%)	294 (21.8%)	5 (20.9%)	21 (7.6%)	501 (5.8%)
	帰属	41 (13.7%)	72 (1.1%)	82 (6.1%)	3 (9.9%)	93 (32.9%)	291 (3.4%)
	配賦	21 (7.1%)	106 (1.6%)	89 (6.6%)	2 (8.6%)	24 (8.6%)	243 (2.8%)
		95 (31.7%)	326 (4.9%)	465 (34.5%)	10 (39.4%)	139 (49.1%)	1,035 (12.0%)
合計		300 (100.0%)	6,632 (100.0%)	1,346 (100.0%)	26 (100.0%)	283 (100.0%)	8,587 (100.0%)

94%

＜四国電力＞

（単位：億円）

区分		水力	火力	原子力	新エネ等	販売	合計
固有費		126 (69.8%)	2,747 (95.8%)	744 (82.2%)	3 (58.2%)	139 (57.0%)	3,759 (89.5%)
一般管理費	直課	24 (13.3%)	64 (2.2%)	124 (13.8%)	0 (6.6%)	1 (0.5%)	214 (5.1%)
	帰属	15 (8.4%)	26 (0.9%)	17 (1.9%)	1 (18.3%)	54 (21.9%)	113 (2.7%)
	配賦	15 (8.5%)	30 (1.0%)	19 (2.1%)	1 (16.9%)	51 (20.7%)	116 (2.8%)
		54 (30.2%)	119 (4.2%)	161 (17.8%)	2 (41.8%)	105 (43.0%)	442 (10.5%)
合計		180 (100.0%)	2,867 (100.0%)	905 (100.0%)	5 (100.0%)	245 (100.0%)	4,202 (100.0%)

95%

＜沖縄電力＞

（単位：億円）

区分		水力	火力	原子力	新エネ等	販売	合計
固有費		0 (0.0%)	1,497 (93.7%)	0 (0.0%)	1 (61.1%)	58 (56.4%)	1,556 (91.4%)
一般管理費	直課	0 (100.0%)	58 (3.6%)	0 (0.0%)	1 (34.4%)	7 (6.5%)	66 (3.9%)
	帰属	0 (0.0%)	25 (1.6%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	29 (28.4%)	54 (3.2%)
	配賦	0 (0.0%)	17 (1.1%)	0 (0.0%)	0 (4.6%)	9 (8.7%)	26 (1.5%)
		0 (100.0%)	101 (6.3%)	0 (0.0%)	1 (38.9%)	45 (43.6%)	146 (8.6%)
合計		0 (100.0%)	1,597 (100.0%)	0 (0.0%)	2 (100.0%)	103 (100.0%)	1,702 (100.0%)

95%

【参考】過去の査定方針（H25年／東北電力・四国電力・北海道電力）

（１）個別原価計算

個別原価計算においては、算定規則に基づき各費用の配分計算が適切に行われていることを確認した。（中略）

総原価の90%超（東北電力：約93%、四国電力：92%、北海道電力：92%）が固有費及び直課により配分されていることは妥当であると考えられる。

（出典）東北電力株式会社、四国電力株式会社及び北海道電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針（平成25年8月経済産業省）

【論点２】固定費の配分における規制需要の最大電力等の推計の適切性①

- **固定費の自由化部門と規制部門への配分**は、料金算定規則に則って**「２：１：１法」**で行われ、各事業者の規制部門への固定費の配分比率の算定結果は以下のとおり。
- 仮に、規制部門への固定費の配分比率が過大になると、規制部門の需要家の負担が過大となる。そのため、事務局で、各事業者に**規制部門の需要の最大電力（kW）等の算定方法を確認**した結果、「**スマートメーターの過去の実績データに基づく推計値が用いられている**」との説明があった。
- そのため、算定誤りのあった沖縄電力（※詳細は後述）を除き、**規制部門への固定費の配分比率が明らかに過大になっているとは言えない**と考えられる。

【北海道電力】

	最大電力（10^3kW）	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電電力量（10^6kWh）
		夏期	冬期	
自由化部門（非特定需要）	3,371 (77.306%)	2,754 (84.255%)	3,107 (78.630%)	20,434 (82.337%)
規制部門（特定需要）	990 (①22.694%)	515(②15.745%)	844(③21.370%)	4,384(④17.663%)
合計	4,361	3,269	3,951	24,818

・規制部門への固定費の配分比率（%）
＝（①22.694%×２＋②15.745%×0.5＋③21.370%×0.5＋④17.663%×１）／４＝**20.402%**

【東北電力】

	最大電力（10^3kW）	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電電力量（10^6kWh）
		夏期	冬期	
自由化部門（非特定需要）	10,326 (84.632%)	9,895 (85.641%)	10,326 (86.526%)	62,920 (86.701%)
規制部門（特定需要）	1,875 (①15.368%)	1,659 (②14.359%)	1,608 (③13.474%)	9,651 (④13.299%)
合計	12,201	11,554	11,934	72,571

・規制部門への固定費の配分比率（%）
＝（①15.368%×２＋②14.359%×0.5＋③13.474%×0.5＋④13.299%×１）／４＝**14.488%**

【論点２】固定費の配分における規制需要の最大電力等の推計の適切性②

【東京電力EP】

	最大電力（10^3kW）	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電電力量（10^6kWh）
		夏期	冬期	
自由化部門（非特定需要）	30,657 (78.94%)	30,657 (81.99%)	27,506 (77.69%)	163,808 (82.63%)
規制部門（特定需要）	8,177 (①21.06%)	6,732(②18.01%)	7,900(③22.31%)	34,438 (④17.37%)
合計	38,834	37,389	35,406	198,246

・規制部門への固定費の配分比率（%）
＝（①21.06%×２＋②18.01%×0.5＋③22.31%×0.5＋④17.37%×１）／４＝**19.91%**

【北陸電力】

	最大電力（10^3kW）	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電電力量（10^6kWh）
		夏期	冬期	
自由化部門（非特定需要）	4,393.8 (92.579%)	4,393.8 (92.771%)	4,290.8 (92.828%)	25,431.7 (93.466%)
規制部門（特定需要）	352.2 (①7.421%)	342.4 (②7.229%)	331.5 (③7.172%)	1,778.0 (④6.534%)
合計	4,746.0	4,736.2	4,622.3	27,209.7

・規制部門への固定費の配分比率（%）
＝（①7.421%×２＋②7.229%×0.5＋③7.172%×0.5＋④6.534%×１）／４＝**7.144%**

【論点２】固定費の配分における規制需要の最大電力等の推計の適切性③

【中国電力】

	最大電力（10^3kW）	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電電力量（10^6kWh）
		夏期	冬期	
自由化部門（非特定需要）	7,619.4 (88.528%)	7,619.4 (89.184%)	7,400.3 (89.291%)	45,234 (91.667%)
規制部門（特定需要）	987.4 (①11.472%)	924.1 (②10.816%)	887.5 (③10.709%)	4,112 (④8.333%)
合計	8,606.8	8,543.5	8,287.8	49,346

・規制部門への固定費の配分比率（%）
＝（①11.472%×２＋②10.816%×0.5＋③10.709%×0.5＋④8.333%×１）／４＝**10.510%**

【四国電力】

	最大電力（10^3kW）	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電電力量（10^6kWh）
		夏期	冬期	
自由化部門（非特定需要）	3,780 (87.017%)	3,780 (87.318%)	3,528 (88.510%)	21,211.7 (89.980%)
規制部門（特定需要）	564 (①12.983%)	549 (②12.682%)	458 (③11.490%)	2,362.1 (④10.020%)
合計	4,344	4,329	3,986	23,573.8

・規制部門への固定費の配分比率（%）
＝（①12.983%×２＋②12.682%×0.5＋③11.490%×0.5＋④10.020%×１）／４＝**12.018%**

【論点２】固定費の配分における規制需要の最大電力等の推計の適切性④

- 沖縄電力の規制部門（高圧規制及び低圧規制）への固定費の配分比率の算定結果は以下のとおり。
- 固定費の3需要種別（①自由化部門、②高圧規制、③低圧規制）への配分にあたって、高圧規制と低圧規制の最大電力（kW）を算定するため、スマートメーターの過去の実績データに基づく推計値が用いられているが、**自由化部門は「特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成需要」であるべきところ、沖縄電力は、それぞれの最大電力の値を用いて算定**していることが確認された。その結果、**最大電力に係る規制部門（高圧規制と低圧規制）の割合が過少に算定**されていた。
- 以上を踏まえ、**料金算定規則に則って適切に算定するよう、料金原価の補正を求める**こととする。

【沖縄電力】

	最大電力（10^3kW）	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電電力量（10^6kWh）
		夏期	冬期	
自由化部門（非特定需要）	753 (56.027%)	658 (54.880%)	480 (59.926%)	4,068 (64.913%)
規制部門（高圧規制）	219 (①16.295%)	219 (②18.265%)	98 (③12.235%)	799 (④12.751%)
規制部門（低圧規制）	372 (⑤27.678%)	322 (⑥26.855%)	223 (⑦27.839%)	1,400 (⑧22.336%)
合計	1,344	1,199	801	6,267

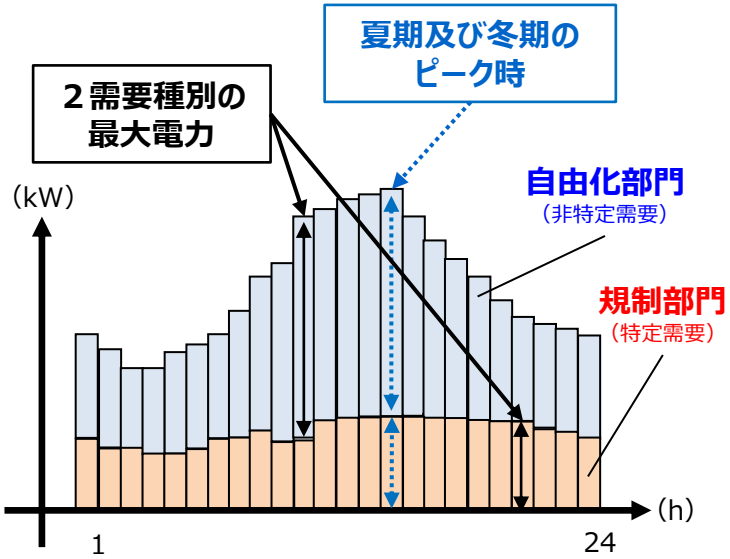
・規制部門への固定費の配分比率（%）
高圧規制：（① %×２＋② %×0.5＋③ %×0.5＋④ %×１）／４＝**15.148%**
低圧規制：（⑤ %×２＋⑥ %×0.5＋⑦ %×0.5＋⑧ %×１）／４＝**26.260%**

【参考】固定費の配分方法（２：１：１法）＜再掲＞

- **固定費**（販売電力量にかかわらず必要な費用であり、概ねkWに比例する原価が対象）**を需要種別に配分**する際には、料金算定規則に基づき、以下に示す**「２：１：１法」**が用いられる。
- **「２：１：１法」は、以下の①～③を合成した比率**を用いて、**固定費**※1**を２需要種別**※2（自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由の合成）と規制部門（低圧規制））**に配分する方法**である。
  ①**各需要種別の最大電力（ｋW）の比率**に、**「２」**のウェイト。
  ②**夏期及び冬期のピーク時（尖頭時）における各需要種別の需要電力（kW）の比率**に、**「１」**（夏期：0.5、冬期：0.5）のウェイト。
  ③**各需要種別の発受電量（kWh）の比率**に、**「１」**のウェイト。

※１：水力発電費・火力発電費・原子力発電費・新エネルギー等発電費・給電費のうち、固定費に配分された費用。
※２：沖縄電力では、3需要種別（①自由化部門（特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成）、②高圧規制及び③低圧規制）に配分。

【イメージ図】



固定費の２需要種別への配分イメージ

	最大電力（kW）	ピーク時の需要電力（kW）（尖頭時責任電力）		発受電量（kWh）
		夏期	冬期	
自由化部門（非特定需要）	460（92.0%）	445（92.7%）	437（93.0%）	2,800（93.3%）
規制部門（特定需要）	40（①8.0%）	35（②7.3%）	33（③7.0%）	200（④6.7%）
合計	500（100.0%）	480（100.0%）	470（100.0%）	3,000（100.0%）

「２：１：１」法による計算結果

規制部門（特定需要）への固定費の配分比率（%）

＝（①8.0%×2＋②7.3%×0.5＋③7.0%×0.5＋④6.7%×1）／4＝約7.5%

【参考】低圧規制需要の最大電力（kW）等の推計①

- 北海道電力及び東北電力の２需要種別の時間帯需要の推計は以下のとおり。

＜北海道電力＞

※表は2023～2025年度平均冬期最重負荷日の例示

（単位:千kW）

時間	規制部門	自由化部門	合　計
1	475	3,069	3,544
2	483	3,242	3,725
3	505	3,302	3,807
4	488	3,234	3,722
5	398	3,270	3,668
6	432	3,167	3,599
7	480	3,249	3,729
8	497	3,157	3,654
9	490	3,273	3,763
10	476	3,300	3,776
11	477	3,294	3,771
12	469	3,254	3,723
13	460	3,081	3,541
14	479	3,260	3,739
15	497	3,371	3,868
16	556	3,322	3,878
17	697	3,246	3,943
18	844	3,107	3,951
19	987	2,870	3,857
20	990	2,651	3,641
21	929	2,643	3,572
22	769	2,629	3,398
23	596	2,716	3,312
24	498	3,133	3,631
計	13,972	74,840	88,812
尖頭	844	3,107	3,951
個別	990	3,371	4,361

＜東北電力＞

※表は2023～2025年度平均冬期最重負荷日の例示

（単位:千kW）

時間	規制部門	自由化部門	合　計
1	1,187	8,454	9,641
2	1,108	8,847	9,955
3	1,076	9,200	10,276
4	1,091	9,376	10,467
5	1,168	9,412	10,580
6	1,366	9,454	10,820
7	1,645	9,558	11,203
8	1,674	9,427	11,101
9	1,671	10,082	11,753
10	1,608	10,326	11,934
11	1,539	10,217	11,756
12	1,511	10,069	11,580
13	1,505	9,855	11,360
14	1,478	10,058	11,536
15	1,477	9,965	11,442
16	1,516	10,064	11,580
17	1,711	9,859	11,570
18	1,847	9,892	11,739
19	1,868	9,697	11,565
20	1,875	9,575	11,450
21	1,830	9,227	11,057
22	1,727	8,868	10,595
23	1,551	8,489	10,040
24	1,374	8,684	10,058
計	36,403	228,655	265,058
尖頭	1,608	10,326	11,934
個別	1,875	10,326	12,201

冬期尖頭時責任電力（規制部門）　冬期尖頭時責任電力（合計）　最大電力

【参考】低圧規制需要の最大電力（kW）等の推計②

- 東京電力EP及び北陸電力の２需要種別の時間帯需要の推計は以下のとおり。

＜東京電力EP＞

※表は2023～2025年度平均冬期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	規制部門	自由化部門	合　計
1	4,850	19,105	23,955
2	4,297	19,048	23,344
3	4,018	19,142	23,160
4	3,971	19,024	22,995
5	4,211	18,888	23,100
6	4,976	19,232	24,208
7	6,197	20,938	27,135
8	6,787	23,039	29,826
9	6,601	26,072	32,673
10	6,316	27,774	34,090
11	6,016	27,815	33,831
12	5,999	27,646	33,646
13	5,998	26,599	32,597
14	6,013	27,502	33,516
15	6,090	27,576	33,666
16	6,367	27,542	33,909
17	7,037	27,897	34,934
18	7,900	27,506	35,406
19	8,167	26,548	34,715
20	8,177	25,224	33,401
21	8,105	23,944	32,049
22	7,757	22,642	30,399
23	7,067	21,667	28,734
24	6,127	21,141	27,268
計	149,045	573,511	722,557
尖頭	7,900	27,506	35,406
個別	8,177	27,897	36,074

＜北陸電力＞

※表は2023～2025年度平均夏期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	規制部門	自由化部門	合　計
1	208.7	2,795.7	3,004.4
2	189.0	2,737.5	2,926.6
3	175.2	2,803.7	2,978.9
4	167.6	2,888.4	3,056.0
5	166.2	2,882.0	3,048.1
6	168.7	2,837.4	3,006.0
7	200.4	2,895.6	3,095.9
8	236.0	3,186.3	3,422.3
9	271.6	3,740.7	4,012.4
10	297.4	4,141.5	4,438.9
11	312.4	4,288.8	4,601.2
12	330.6	4,382.3	4,712.9
13	342.2	4,293.5	4,635.7
14	342.7	4,385.5	4,728.2
15	342.4	4,393.8	4,736.2
16	342.1	4,337.5	4,679.5
17	344.4	4,287.7	4,632.1
18	341.9	4,062.5	4,404.4
19	342.4	3,897.9	4,240.3
20	352.2	3,706.0	4,058.2
21	333.5	3,518.5	3,852.0
22	306.7	3,349.0	3,655.7
23	271.8	3,199.2	3,471.0
24	239.1	3,029.0	3,268.1
計	6,625.0	86,040.0	92,665.0
尖頭	342.4	4,393.8	4,736.2
個別	352.2	4,393.8	4,746.0

夏期又は冬期尖頭時責任電力（規制部門）　夏期又は冬期尖頭時責任電力（合計）　最大電力

【参考】低圧規制需要の最大電力（kW）等の推計③

- 中国電力及び四国電力の２需要種別の時間帯需要の推計は以下のとおり。

＜中国電力＞

※表は2023～2025年度平均夏期最重負荷日の例示

（単位:千kW）

時間	規制部門	自由化部門	合　計
1	422.9	4,900.2	5,323.0
2	384.4	4,690.8	5,075.2
3	367.9	4,672.8	5,040.7
4	350.4	4,862.4	5,212.8
5	340.3	4,924.7	5,264.9
6	356.6	4,911.6	5,268.1
7	425.8	4,977.5	5,403.4
8	511.3	5,336.4	5,847.6
9	614.1	6,179.0	6,793.1
10	705.1	6,765.7	7,470.8
11	772.6	6,974.2	7,746.8
12	844.2	7,143.7	7,987.9
13	882.6	7,095.8	7,978.4
14	909.0	7,556.6	8,465.6
15	924.1	7,619.4	8,543.5
16	972.5	7,489.5	8,462.0
17	987.4	7,421.0	8,408.4
18	954.3	7,029.8	7,984.1
19	914.8	6,757.7	7,672.5
20	901.7	6,466.4	7,368.1
21	807.9	6,216.6	7,024.5
22	706.5	5,956.5	6,663.1
23	621.1	5,614.0	6,235.1
24	478.4	5,426.8	5,905.2
計	16,155.7	146,989.2	163,144.9
尖頭	924.1	7,619.4	8,543.5
個別	987.4	7,619.4	8,606.8

＜四国電力＞

※表は2023～2025年度平均夏期最重負荷日の例示

（単位:千kW）

時間	規制部門	自由化部門	合　計
1	334	2,210	2,544
2	299	2,077	2,376
3	276	2,093	2,369
4	262	2,192	2,454
5	257	2,308	2,565
6	270	2,388	2,658
7	309	2,333	2,642
8	358	2,513	2,871
9	411	3,113	3,524
10	450	3,470	3,920
11	476	3,607	4,083
12	508	3,691	4,199
13	534	3,611	4,145
14	543	3,771	4,314
15	549	3,780	4,329
16	550	3,732	4,282
17	555	3,679	4,234
18	555	3,496	4,051
19	563	3,369	3,932
20	564	3,197	3,761
21	534	2,993	3,527
22	492	2,775	3,267
23	440	2,561	3,001
24	386	2,460	2,846
計	10,475	71,419	81,894
尖頭	549	3,780	4,329
個別	564	3,780	4,344

夏期尖頭時責任電力（規制部門）　夏期尖頭時責任電力（合計）　最大電力

【参考】低圧規制需要の最大電力（kW）等の推計④

- 沖縄電力の３需要種別の時間帯需要の推計は以下のとおり。

＜沖縄電力＞

※表は2023～2025年度平均夏期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	低圧規制	高圧規制	自由化部門				合　計
			低圧	高圧	特高	計	
1	267	92	228	147	170	545	904
2	244	87	217	139	166	522	853
3	227	85	247	134	164	545	857
4	215	83	254	134	162	550	848
5	212	83	239	134	161	534	829
6	219	88	221	139	165	525	832
7	231	98	202	158	177	537	866
8	256	116	190	186	178	554	926
9	274	157	188	219	190	597	1,028
10	290	195	183	254	198	635	1,120
11	299	208	182	258	202	642	1,149
12	304	211	183	258	203	644	1,159
13	308	199	188	247	201	636	1,143
14	312	207	188	252	199	639	1,158
15	313	215	189	255	200	644	1,172
16	322	219	198	262	198	658	1,199
17	326	205	212	255	195	662	1,193
18	344	182	235	239	192	666	1,192
19	359	159	268	220	187	675	1,193
20	372	144	288	204	187	679	1,195
21	363	130	286	192	182	660	1,153
22	352	120	276	181	177	634	1,106
23	330	109	267	170	171	608	1,047
24	304	103	254	160	161	575	982
計	7,043	3,495	5,383	4,797	4,386	14,566	25,104
尖頭	322	219	198	262	198	658	1,199
個別	372	219	288	262	203	753	1,344

夏期尖頭時責任電力（規制部門）　夏期尖頭時責任電力（合計）　最大電力

【参考】沖縄電力の2：1：1法における最大電力等の算定方法（１）

- 沖縄電力は、最大電力等の各需要種別の推計（2：1：1法）において、最大電力（kW）を算定する際、料金算定規則では、**<u>自由化部門は「特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成需要」であるべきところ、沖縄電力は、それぞれの最大電力の値を用いて算定</u>**していた。

（参考）　2：1：1比の算定結果

沖縄電力

○ 2:1:1比（%）＝（最大電力ウエイト×２＋夏季尖頭時責任電力ウエイト×0.5+冬季尖頭時責任電力×ウエイト0.5＋発受電量ウエイト×１）÷４

【2:1:1比の諸元イメージ】

【送配電非関連固定費の配分比率】

	最大電力（10^3kW）	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電量（10^6kWh）	口数（千口）	固定費配分比率
		夏季	冬季			
非特定需要	753 (56.027%)	658 (54.880%)	480 (59.926%)	4,068 (64.913%)	3,204 (34.096%)	58.592%
特定高圧需要	219 (16.295%)	219 (18.265%)	98 (12.235%)	799 (12.751%)	36 (0.383%)	15.148%
特定低圧需要	372 (27.678%)	322 (26.855%)	223 (27.839%)	1,400 (22.336%)	6,157 (65.521%)	26.260%
合計	1,344 (100%)	1,199 (100%)	801 (100%)	6,267 (100%)	9,397 (100%)	100%

21

（出典）沖縄電力（株）説明資料（抜粋）

【参考】沖縄電力の2：1：1法における最大電力等の算定方法（２）

- 沖縄電力の自由化部門に係る最大電力（kW）等の算定において、料金算定規則に則って、**自由化部門を特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成需要で再算定**した場合、**規制部門（高圧規制及び低圧規制）への固定費の配分比率の算定結果**は以下のとおり。

【申請ベース】

	最大電力（10^3kW）	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電電力量（10^6kWh）
		夏期	冬期	
自由化部門	753(56.027%)	658(54.880%)	480(59.926%)	4,068(64.913%)
高圧規制	219(①16.295%)	219(②18.265%)	98(③12.235%)	799(④12.751%)
低圧規制	372(⑤27.678%)	322(⑥26.855%)	223(⑦27.839%)	1,400(⑧22.336%)
合計	1,344	1,199	801	6,267

・規制部門への固定費の配分比率（%）
高圧規制：（① %×２＋② %×0.5＋③ %×0.5＋④ %×１）/４＝ **15.148 %**
低圧規制：（⑤ %×２＋⑥ %×0.5＋⑦ %×0.5＋⑧ %×１）/４＝ **26.260 %**

【２：１：１再算定後】

	最大電力（10^3kW）	尖頭時責任電力（10^3kW）		発受電電力量（10^6kWh）
		夏期	冬期	
自由化部門	679(53.465%)	658(54.879%)	480(59.925%)	4,068(64.913%)
高圧規制	219(①17.244%)	219(②18.265%)	98(③12.235%)	799(④12.751%)
低圧規制	372(⑤29.291%)	322(⑥26.856%)	223(⑦27.840%)	1,400(⑧22.336%)
合計	1,270	1,199	801	6,267

・規制部門への固定費の配分比率（%）
高圧規制：（① %×２＋② %×0.5＋③ %×0.5＋④ %×１）/４＝ **15.622 %**
低圧規制：（⑤ %×２＋⑥ %×0.5＋⑦ %×0.5＋⑧ %×１）/４＝ **27.067 %**

（出典）沖縄電力（株）説明資料（一部編集）

【参考】沖縄電力の2：1：1法における最大電力等の算定方法（３）

- 沖縄電力の自由化部門に係る最大電力（kW）等の算定において、料金算定規則に則って、**自由化部門を特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成需要で再算定した場合**、規制部門（高圧規制及び低圧規制）の**燃料補正後非NW費用（送配電非関連費）の算定結果**は以下のとおり。

【送配電非関連費の比較】

（単位：百万円、百万kWh、円／kWh）

		燃料補正後非ＮＷ費用			2：1：1再算定後			差異		
		原価	需要	単価	原価	需要	単価	原価	需要	単価
自由	特高・高圧・低圧	106,341	3,943	26.97	105,857	3,943	26.84	▲484	0	▲ 0.13
規制	高圧	22,148	780	28.41	22,327	780	28.64	179	0	0.23
	低圧	39,868	1,319	30.22	40,173	1,319	30.45	305	0	0.23
計		168,357	6,042	27.87	168,357	6,042	27.87	0	0	0.00

（出典）沖縄電力（株）説明資料（抜粋）

【参考】関係法令における規定（費用の配賦・沖縄電力）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（需要等の算定）

第二十三条 沖縄電力は、送配電非関連需要（沖縄電力が小売供給を行う場合の需要をいう。以下同じ。）について、原価算定期間における次の各号に掲げる値を、非特定需要（特別高圧需要、高圧需要(特定需要を除く。）及び低圧需要（特定需要を除く。）を合成した需要をいう。）、特定高圧需要（高圧需要である特定需要をいう。以下この項及び第三十条において同じ。）及び特定低圧需要（低圧需要である特定需要をいう。以下この項及び第三十条において同じ。）（以下この款において「三需要種別」という。）ごとに、供給計画等を基に算定しなければならない。

一 最大電力
二 夏期尖頭時責任電力
三 冬期尖頭時責任電力
四 発受電量
五 口数

2・3 （略）

4 沖縄電力は、送配電非関連需要について、第一項又は第二項の規定により算定された値を基に、次の各号に掲げる割合を算定しなければならない。

一 三需要種別の最大電力を合計した値のうちに三需要種別ごとの最大電力の占める割合
二 三需要種別の夏期尖頭時責任電力を合計した値のうちに三需要種別ごとの夏期尖頭時責任電力の占める割合
三 三需要種別の冬期尖頭時責任電力を合計した値のうちに三需要種別ごとの冬期尖頭時責任電力の占める割合
四 三需要種別の発受電量を合計した値のうちに三需要種別ごとの発受電量の占める割合

5 沖縄電力は、送配電非関連需要について、前項各号の規定により算定された割合を基に、三需要種別ごとに、前項第一号の割合に二を、同項第二号の割合に〇・五を、同項第三号の割合に〇・五を、同項第四号の割合に一を乗じて得た値の合計の値を、四で除して得た値を算定しなければならない。

6 沖縄電力は、送配電非関連需要について、第一項第五号又は第二項の規定により算定された値を基に、三需要種別の口数を合計した値のうちに三需要種別ごとの口数の占める割合を算定しなければならない。

【論点３】規制需要に係るネットワーク（NW）費用の算定の適切性

- **沖縄電力を除く6事業者**は、規制需要に係るNW費用について、**料金算定規則に則って**、規制需要に係る料金メニューと託送料金メニュー（レベニューキャップ制度の導入に伴って認可された託送供給等約款）との対応関係を踏まえ**適切に算定していることを確認**した。
- 一方、**沖縄電力**は、料金算定規則上、**自社事業用電力等（自社で使用する営業所等電力等）に係るNW費用（高圧規制・低圧規制分）も含めて算定すべき**ところ、**これらを含めて算定していなかった**。
- このため、**料金算定規則に則って、当該費用も含めて算定するよう、料金原価の補正を求める**こととする。

自社事業用電力等に係るNW費用等の扱い

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
①営業所等電力	○	○	○	○	○	○	×
②発電所の停止中所内電力	○	○	○	○	○	○	×
③揚水ロスに係る電力	○	○	○	○	○	○	－
④その他（近接性評価割引の適用）	○	○	○	○	○	○	×

（注）含めている：○、含めていない：×、該当なし：－

【参考】沖縄電力の自社事業用電力に係るNW費用の算定

- 沖縄電力の自社事業用電力に係るNW費用（送配電関連費）について、料金算定規則に則って、**規制部門（高圧規制及び低圧規制）のRC補正後NW費用を再算定した結果**は、以下のとおり。

【送配電関連費の比較】

（単位：百万円、百万kWh、円／kWh）

		RC補正後NW費用			再算定後			差異		
		原価	需要	単価	原価	需要	単価	原価	需要	単価
自由	特高・高圧・低圧	29,354	3,943	7.45	29,589	3,943	7.50	235	0	0.06
規制	高圧	5,529	780	7.09	5,578	780	7.15	49	0	0.06
	低圧	16,545	1,319	12.54	16,634	1,319	12.61	88	0	0.07
計		51,428	6,042	8.51	51,801	6,042	8.57	373	0	0.06

（出典）沖縄電力（株）説明資料（抜粋）

【参考】関係法令における規定（費用の配賦・沖縄電力）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

第十六条　事業者は、次の各号に掲げる費用を、それぞれ当該各号に定める費用に整理し、特定需要について、様式第七により送配電非関連費及び送配電関連費等計算表を作成しなければならない。

一　第十条の規定により整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費並びに前条の規定により整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費　送配電非関連費

二　特定需要に応ずる電気の供給に係る託送供給に要する費用に相当する額（その小売電気事業等を行うために当該事業者が使用する電気（特定需要に応ずるものに限る。）に係る託送供給に要する費用に相当する額を含む。（中略））として、特別関係事業者（一般送配電事業者であるものに限る。）が法第十八条第一項の認可の申請をした託送供給等約款又は特別関係事業者（一般送配電事業者であるものに限る。）が同項の認可を受けた託送供給等約款（同条第五項若しくは第八項の規定による変更の届出があったとき、又は法第十九条第二項の規定による変更があったときは、その変更後のもの）に基づき算定した額　送配電関連費

三　（略）

第三十条　沖縄電力は、次の各号に掲げる費用を、それぞれ当該各号に定める費用に整理し、二需要種別（特定高圧需要及び特定低圧需要をいう。以下この款において同じ。）について、様式第七の二により送配電非関連費及び送配電関連費等計算表を作成しなければならない。

一　第二十四条の規定により整理された固有固定費、固有可変費及び固有非ネットワーク需要家費並びに前条の規定により整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加非ネットワーク需要家費　送配電非関連費

二　特定需要に応ずる電気の供給に係る託送供給に要する費用に相当する額（その小売電気事業等を行うために沖縄電力が使用する電気（特定需要に応ずるものに限る。）に係る託送供給に要する費用に相当する額を含む。以下同じ。）を、沖縄電力が法第十八条第一項の認可の申請をした託送供給等約款又は沖縄電力が同項の認可を受けた託送供給等約款（同条第五項若しくは第八項の規定による変更の届出があったとき、又は法第十九条第二項の規定による変更があったときは、その変更後のもの）に基づき算定した額　送配電関連費

三　（略）

【論点４】規制部門と自由化部門への原価配分の適切性
【論点５】規制部門と自由化部門への事業報酬の配分の適切性

- 非NW費用については、料金算定規則に則って、**固定費は「2：1：1」法**、**可変費は発受電量比率**、**需要家費は契約口数比率**等を用い、規制部門と自由化部門に原価配分することとなっている。
- **補正後総原価に係る規制部門と自由化部門の原価配分を確認**したところ、各事業者とも、**部門間で電気の使用形態が異なるなどの理由から料金原価に差が生じている**ものの、**料金算定規則に則って算定されていることを確認**した。
- また、**補正後総原価に係る規制部門と自由化部門への事業報酬の配分も確認**したところ、**料金算定規則に則って算定**されており、各事業者とも、**規制部門と自由化部門の補正後総原価に含まれる事業報酬の割合は、概ね「規制部門で3～5% 、自由化部門で3～4%程度」**であった。

【北海道電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後非NW費用（電源費用等）	うち電源費用	うち需要家費	補正後NW費用（託送費用）
規制部門	1,672 (41.40)	1,249 (30.93)	1,117 (27.66)	132 (3.27)	423 (10.47)
自由化部門	6,148 (31.77)	5,012 (25.90)	4,939 (25.53)	72 (0.37)	1,136 (5.87)

規制部門
最大電力　：　990MW
電 力 量　：　4,037GWh
口　　数　：　24,099千口

自由化部門
最大電力　：　3,371 MW
電 力 量　：　19,348GWh
口　　数　：　13,214千口

【規制部門の単価が自由化部門より高い理由】

① ピークに合わせて形成される発電所等の設備に係る人件費・修繕費・減価償却費・事業報酬等の固定費については、電力量（kWh）だけではなく、ピーク電力（kW）等も勘案して配分。規制部門の需要家は、自由化部門の需要家よりも、需要変動が大きい（負荷率が低い）ため、規制部門に配分される割合が大きくなる。

② 集金や調定に係る需要家費は、契約口数比で配分されるため、これに係る人件費等は規制部門に配分される割合が大きくなる。

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分①　（補正後総原価ベース）

- 北海道電力及び東北電力における規制部門と自由化部門の原価配分は以下のとおり。

【北海道電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後非NW費用（電源費用等）	うち電源費用	うち需要家費	補正後NW費用（託送費用）
規制部門	1,672 (41.40)	1,249 (30.93)	1,117 (27.66)	132 (3.27)	423 (10.47)
自由化部門	6,148 (31.77)	5,012 (25.90)	4,939 (25.53)	72 (0.37)	1,136 (5.87)

規制部門
最大電力　：　990MW
電 力 量　：　4,037GWh
口　　数　：　24,099千口

自由化部門
最大電力　：　3,371 MW
電 力 量　：　19,348GWh
口　　数　：　13,214千口

【東北電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後非NW費用（電源費用等）	うち電源費用	うち需要家費	補正後NW費用（託送費用）
規制部門	3,369 (38.03)	2,332 (26.33)	2,176 (24.57)	156 (1.76)	1,036 (11.70)
自由化部門	16,947 (28.29)	13,920 (23.24)	13,856 (23.13)	64 (0.11)	3,027 (5.05)

規制部門
最大電力　：　1,875MW
電 力 量　：　8,858GWh
口　　数　：　53,775千口

自由化部門
最大電力　：　10,326 MW
電 力 量　：　59,904GWh
口　　数　：　22,010千口

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分②　（補正後総原価ベース）

- 東京電力EP及び北陸電力における規制部門と自由化部門の原価配分は以下のとおり。

【東京電力EP】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後非NW費用（電源費用等）	うち電源費用	うち需要家費	補正後NW費用（託送費用）
規制部門	11,865 (36.93)	8,862 (27.58)	8,209 (25.55)	653 (2.03)	3,002 (9.34)
自由化部門	44,922 (28.41)	37,941 (24.00)	37,650 (23.81)	291 (0.18)	6,981 (4.42)

規制部門
最大電力　：　8,177MW
電　力　量　：　32,131GWh
口　　数　：174,635千口

自由化部門
最大電力　：　30,657MW
電　力　量　：　158,099GWh
口　　数　：　77,814千口

【北陸電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後非NW費用（電源費用等）	うち電源費用	うち需要家費	補正後NW費用（託送費用）
規制部門	611 (37.00)	442 (26.74)	382 (23.14)	59 (3.59)	169 (10.26)
自由化部門	6,535 (26.81)	5,360 (21.99)	5,308 (21.78)	52 (0.21)	1,175 (4.82)

規制部門
最大電力　：　352.2MW
電　力　量　：　1,652GWh
口　　数　：　12,896千口

自由化部門
最大電力　：　4,393.8 MW
電　力　量　：　24,377GWh
口　　数　：　11,353千口

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分③ （補正後総原価ベース）

- 中国電力及び四国電力における規制部門と自由化部門の原価配分は以下のとおり。

【中国電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後非NW費用（電源費用等）	うち電源費用	うち需要家費	補正後NW費用（託送費用）
規制部門	1,418 (37.48)	1,014 (26.79)	962 (25.43)	51 (1.36)	404 (10.68)
自由化部門	12,042 (27.98)	9,910 (23.03)	9,852 (22.90)	58 (0.13)	2,131 (4.95)

規制部門
最大電力　：　987.4 MW
電 力 量　：　3,783 GWh
口　　数　：　26,058 千口

自由化部門
最大電力　：　7,619.4 MW
電 力 量　：　43,031 GWh
口　　数　：　29,330 千口

【四国電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後非NW費用（電源費用等）	うち電源費用	うち需要家費	補正後NW費用（託送費用）
規制部門	796 (36.64)	555 (25.54)	506 (23.26)	50 (2.28)	241 (11.09)
自由化部門	5,355 (26.45)	4,268 (21.08)	4,230 (20.89)	39 (0.19)	1,087 (5.37)

規制部門
最大電力　：　564MW
電 力 量　：　2,173GWh
口　　数　：　16,142千口

自由化部門
最大電力　：　3,780 MW
電 力 量　：　20,247GWh
口　　数　：　12,540千口

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分④ （補正後総原価ベース）

- 沖縄電力における規制部門と自由化部門の原価配分は以下のとおり。

【沖縄電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後 非NW費用 （電源費用等）	うち電源費用	うち需要家費	補正後 NW費用 （託送費用）
規制部門 （低圧規制）	564 (42.76)	399 (30.22)	387 (29.32)	12 (0.90)	165 (12.54)
規制部門 （高圧規制）	277 (35.50)	221 (28.41)	221 (28.40)	0 (0.01)	55 (7.09)
自由化部門	1,357 (34.42)	1,063 (26.97)	1,057 (26.81)	6 (0.16)	294 (7.45)

低圧規制部門
最大電力 ： 372MW
電 力 量 ： 1,319GWh
口 数 ： 6,157千口

高圧規制部門
最大電力 ： 219MW
電 力 量 ： 780GWh
口 数 ： 36千口

自由化部門
最大電力 ： 753MW
電 力 量 ： 3,943GWh
口 数 ： 3,204千口

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分比較①（補正後総原価ベース）

- 各事業者の規制部門と自由化部門の原価配分比較は以下のとおり。

（単位：億円、円/kWh）

北海道電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	349	8.65	768	19.01	132	3.27	423	10.47	1,672	41.40
自由部門	1,362	7.04	3,577	18.49	72	0.37	1,136	5.87	6,148	31.77
合計	1,711	7.32	4,344	18.58	204	0.87	1,559	6.67	7,819	33.44

東北電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	538	6.07	1,639	18.50	156	1.76	1,036	11.70	3,369	38.03
自由部門	3,174	5.30	10,682	17.83	64	0.11	3,027	5.05	16,947	28.29
合計	3,712	5.40	12,321	17.92	220	0.32	4,064	5.91	20,316	29.55

東京電力EP	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	1,906	5.93	6,303	19.62	653	2.03	3,002	9.34	11,865	36.93
自由部門	7,669	4.85	29,982	18.96	291	0.18	6,981	4.42	44,922	28.41
合計	9,575	5.03	36,284	19.07	945	0.50	9,983	5.25	56,787	29.85

北陸電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	123	7.47	259	15.68	59	3.59	169	10.26	611	37.00
自由部門	1,604	6.58	3,704	15.20	52	0.21	1,175	4.82	6,535	26.81
合計	1,727	6.64	3,963	15.23	112	0.43	1,344	5.17	7,147	27.46

中国電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	294	7.76	669	17.67	51	1.36	404	10.68	1,418	37.48
自由部門	2,500	5.81	7,352	17.09	58	0.13	2,131	4.95	12,042	27.98
合計	2,793	5.97	8,021	17.13	109	0.23	2,536	5.42	13,459	28.75

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分比較②（補正後総原価ベース）

- 各事業者の規制部門と自由化部門の原価配分比較は以下のとおり。

（単位：億円、円/kWh）

四国電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	187	8.60	319	14.66	50	2.28	241	11.09	796	36.64
自由部門	1,368	6.76	2,862	14.13	39	0.19	1,087	5.37	5,355	26.45
合計	1,555	6.94	3,180	14.18	88	0.39	1,328	5.92	6,151	27.44

沖縄電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門（低圧）	99	7.52	288	21.80	12	0.90	165	12.54	564	42.76
規制部門（高圧）	57	7.34	164	21.06	0	0.01	55	7.09	277	35.50
自由部門	221	5.61	836	21.20	6	0.16	294	7.45	1,357	34.42
合計	378	6.25	1,288	21.32	18	0.30	514	8.51	2,198	36.38

【参考】規制部門と自由化部門における事業利益率の推移等

- 各事業者の規制部門と自由化部門における事業利益率（実績）の推移と、前回の料金改定時及び今回の補正後総原価に対する事業報酬の割合（原価）は以下のとおり。

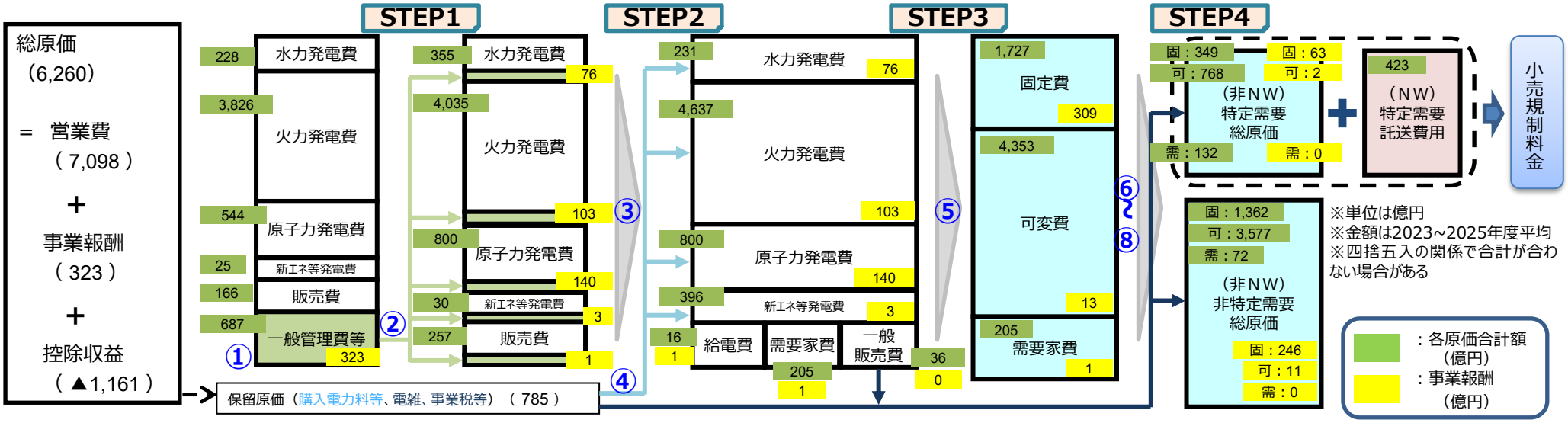
（単位：%）

		北海道電力		東北電力		東京電力EP		北陸電力		中国電力		四国電力		沖縄電力	
		規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門
原価	前回改定時の総原価に対する事業報酬の割合※	6.1	5.2	6.4	5.2	5.6	4.1	6.8	7.2	6.6	5.5	6.2	5.4	6.1	5.0
実績	2017年度の事業利益率	0.4	4.0	2.6	6.2	2.5	2.6	0.2	▲0.8	1.4	2.9	2.6	3.5	4.8	2.5
実績	2018年度の事業利益率	1.4	6.8	2.4	4.1	2.2	1.1	▲3.9	1.6	1.4	0.4	▲1.0	3.9	0.6	2.7
実績	2019年度の事業利益率	2.5	6.6	5.7	6.4	3.0	0.2	▲2.6	5.5	2.7	4.5	▲1.3	5.6	2.8	6.5
実績	2020年度の事業利益率	11.6	7.3	8.6	▲3.5	4.9	▲2.3	3.5	▲3.6	6.6	▲3.7	0.0	▲7.7	5.8	7.4
実績	2021年度の事業利益率	7.1	1.5	2.6	▲10.8	3.0	▲4.3	▲2.8	▲9.3	1.6	▲12.1	▲0.5	▲10.1	0.1	0.1
原価	今回の補正後総原価に対する事業報酬の割合※	3.9 (5.3)	4.2 (5.1)	3.4 (5.0)	3.2 (3.9)	1.0 (1.3)	0.4 (0.5)	4.9 (6.7)	3.4 (4.2)	3.9 (5.4)	3.9 (4.8)	3.2 (4.6)	3.4 (4.3)	3.0 (4.1)	2.6 (3.4)

※総原価に対する事業報酬の割合は、前回改定時（現在の規制部門と自由化部門の範囲に組替後）又は今回の補正後における想定値（今回の補正後の括弧書きは、総原価のうち非NW費用に対する事業報酬の割合）。

各年度の事業利益率は、部門別収支計算書から、電気事業収益に対する電気事業利益の割合（実績値）を算定。

【参考】北海道電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



※単位は億円
※金額は2023~2025年度平均
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

STEP１　５部門への整理

① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）

② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP２　送配電非関連費の整理

③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理

④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新エネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP３　固定費・可変費への整理

⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

STEP４　需要種別への整理

⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：20.402%，非特定：79.598%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：17.663%，非特定：82.337%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：64.585%，非特定：35.415%）により整理（規則第9条、第10条）。

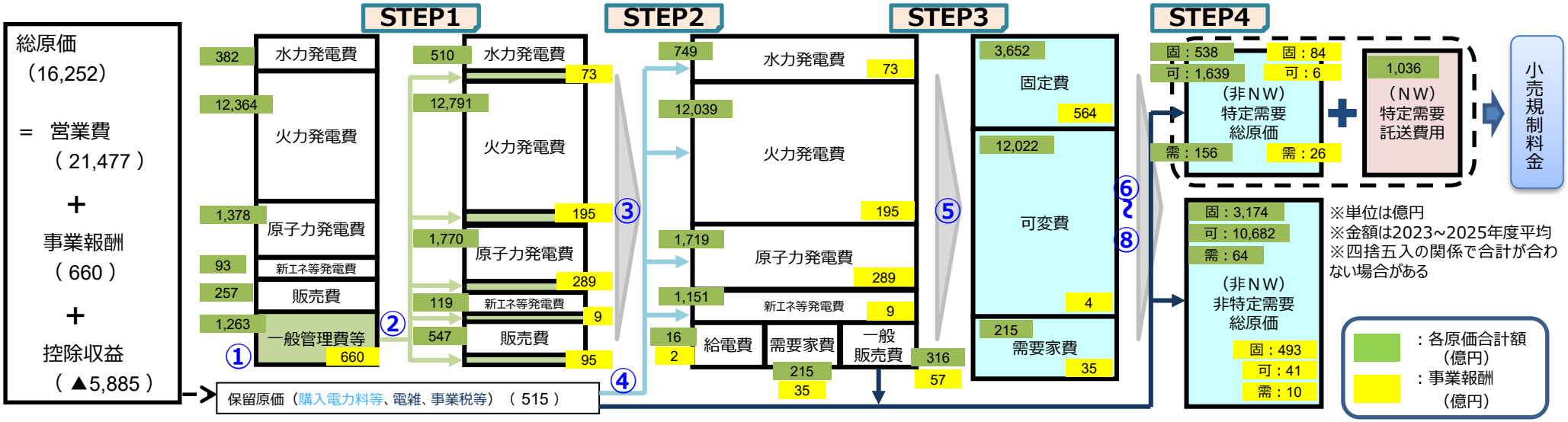
⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。

⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計（億円）				補正後総原価（億円）	補正後総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門（特定需要）	63	2	0	66	1,672	3.9%
自由化部門（非特定需要）	246	11	0	257	6,148	4.2%
合計	309	13	1	323	7,819	4.1%

※2023～2025年度平均
※補正後総原価には託送費用を含む
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】東北電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP１　５部門への整理

① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）

② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP２　送配電非関連費の整理

③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理

④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新エネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP３　固定費・可変費への整理

⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

STEP４　需要種別への整理

⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：14.488%，非特定：85.512%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：13.299%，非特定：86.701%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：70.957%，非特定：29.043%）により整理（規則第9条、第10条）。

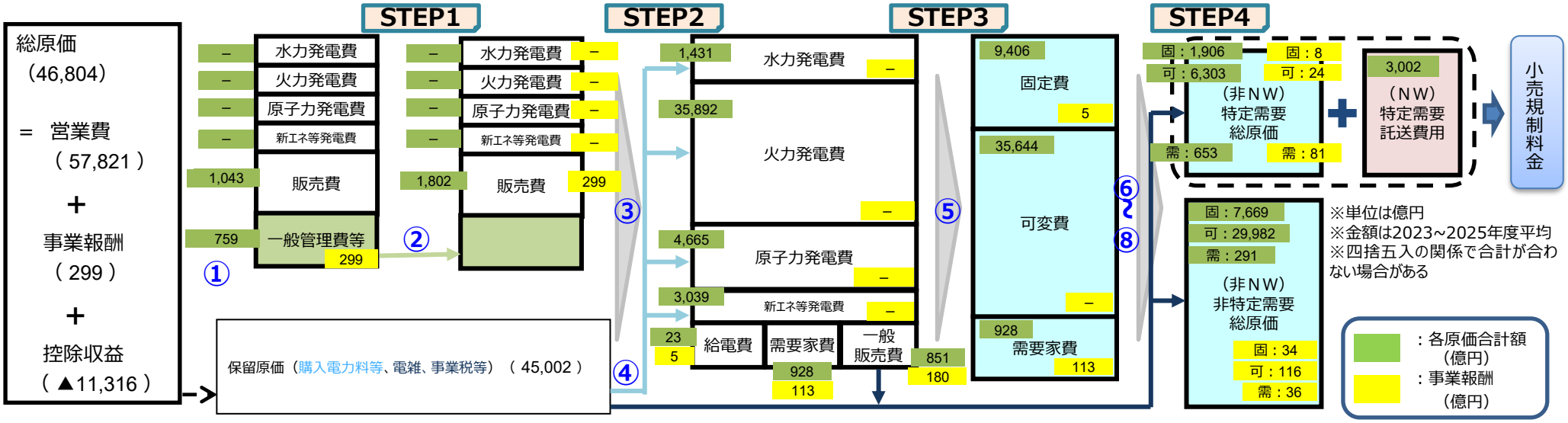
⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。

⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計（億円）				補正後総原価（億円）	補正後総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門（特定需要）	84	6	26	115	3,369	3.4%
自由化部門（非特定需要）	493	41	10	545	16,947	3.2%
合計	577	47	36	660	20,316	3.2%

※2023～2025年度平均
※補正後総原価には託送費用を含む
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】東京電力EPの事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP１　５部門への整理

① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）

② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、各部門の人員数に応じて配分（規則第6条第2項及び第5項）。

STEP２　送配電非関連費の整理

③ 販売費の整理（規則第6条第4項及び第5項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる人員数比等による整理

④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新エネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP３　固定費・可変費への整理

⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

STEP４　需要種別への整理

⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：19.91%，非特定：80.09%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：17.37%，非特定：82.63%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：69.18%，非特定：30.82%）により整理（規則第9条、第10条）。

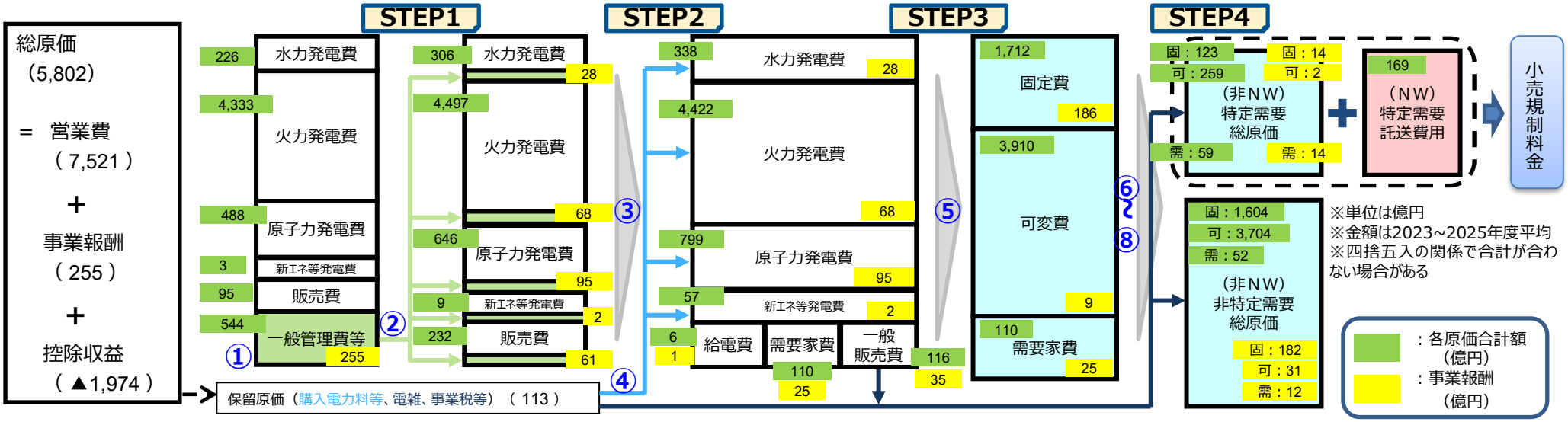
⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。

⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計（億円）				補正後総原価（億円）	補正後総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門（特定需要）	8	24	81	113	11,865	1.0%
自由化部門（非特定需要）	34	116	36	185	44,922	0.4%
合計	42	140	117	299	56,787	0.5%

※2023～2025年度平均
※補正後総原価には託送費用を含む
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】北陸電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



※単位は億円
※金額は2023~2025年度平均
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

STEP１　５部門への整理

① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）

② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP２　送配電非関連費の整理

③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理

④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新エネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP３　固定費・可変費への整理

⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

STEP４　需要種別への整理

⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：7.144%，非特定：92.856%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：6.534%，非特定：93.466%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：53.182%，非特定：46.818%）により整理（規則第9条、第10条）。

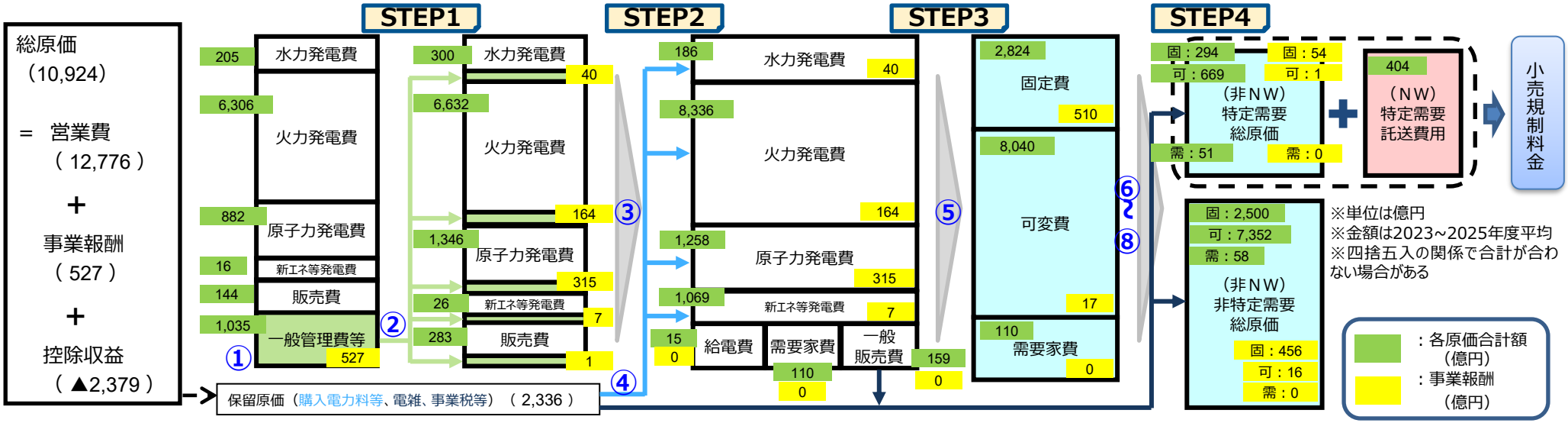
⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。

⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計（億円）				補正後総原価（億円）	補正後総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門（特定需要）	14	2	14	30	611	4.9%
自由化部門（非特定需要）	182	31	12	225	6,535	3.4%
合計	196	33	26	255	7,147	3.6%

※2023～2025年度平均
※補正後総原価には託送費用を含む
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】中国電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



※単位は億円
※金額は2023~2025年度平均
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

STEP１　５部門への整理

① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）

② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP２　送配電非関連費の整理

③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理

④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新エネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP３　固定費・可変費への整理

⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

STEP４　需要種別への整理

⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：10.510 %，非特定：89.490 %）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：8.333 %，非特定：91.667 % 等）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：47.046 %，非特定：52.954 %）により整理（規則第9条、第10条）。

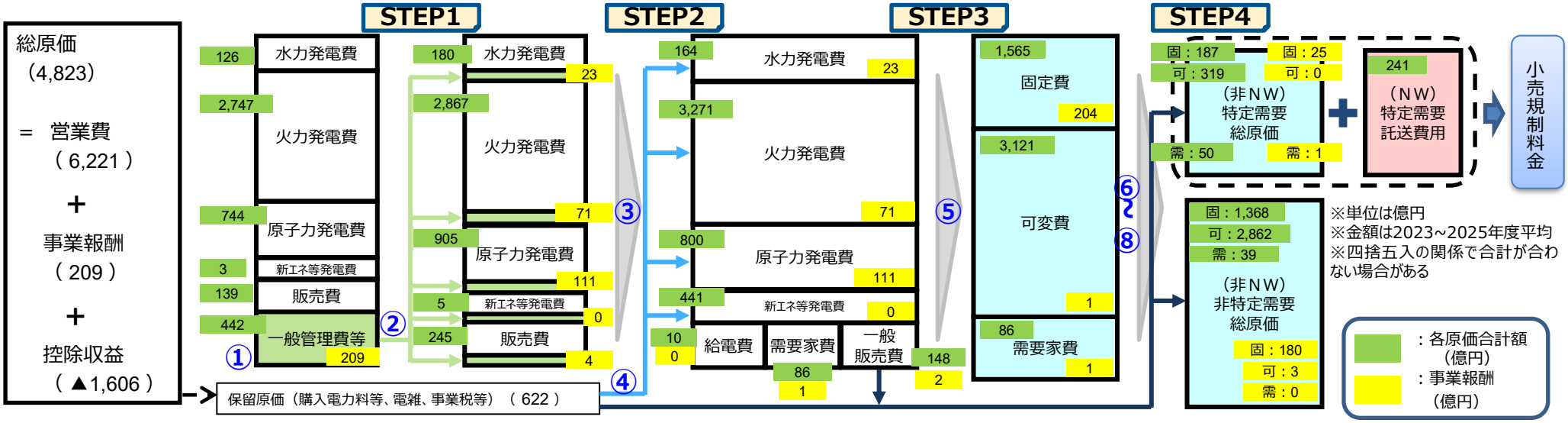
⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。

⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計（億円）				補正後総原価（億円）	補正後総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門（特定需要）	54	1	0	55	1,418	3.9%
自由化部門（非特定需要）	456	16	0	472	12,042	3.9%
合計	510	17	0	527	13,459	3.9%

※2023～2025年度平均
※補正後総原価には託送費用を含む
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】四国電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP１　５部門への整理

① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）

② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP２　送配電非関連費の整理

③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理

④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新エネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP３　固定費・可変費への整理

⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

STEP４　需要種別への整理

⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：12.018%，非特定：87.982%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：10.020%，非特定：89.980%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：56.279%，非特定：43.721%）により整理（規則第9条、第10条）。

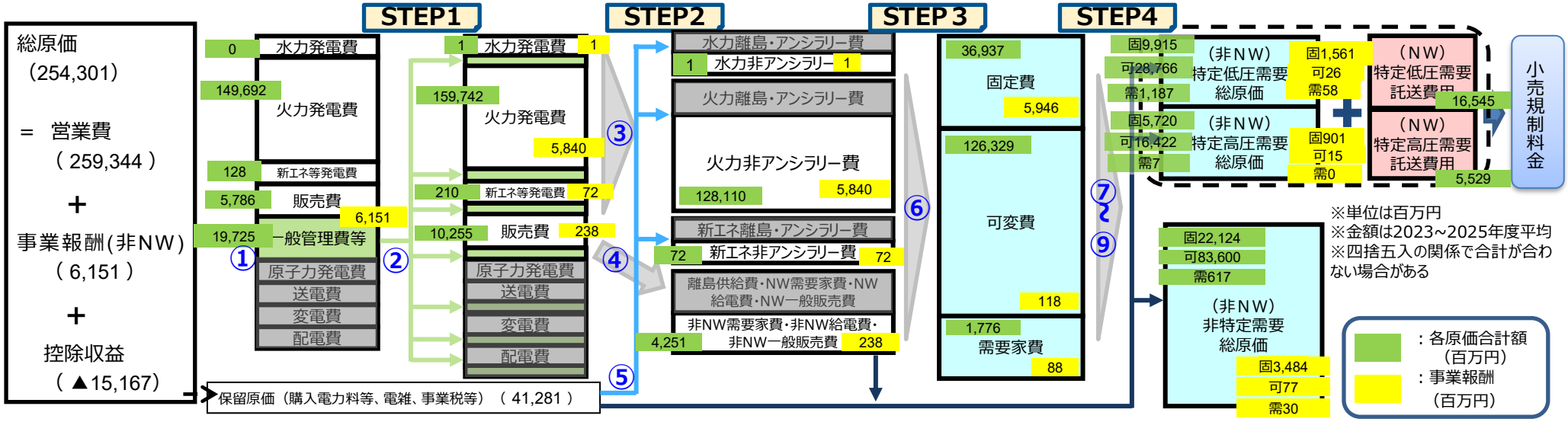
⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。

⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計（億円）				補正後総原価（億円）	補正後総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門（特定需要）	25	0	1	25	796	3.2%
自由化部門（非特定需要）	180	3	0	183	5,355	3.4%
合計	205	3	1	209	6,151	3.4%

※2023～2025年度平均
※補正後総原価には託送費用を含む
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】沖縄電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP１　８部門への整理

① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第20条第1項第九号）

② 一般管理費等に整理された電気事業報酬を、水力発電、火力発電、新エネ等発電等、各部門の資産割合等に応じて配分（規則第20条第2項）。

STEP２　送配電非関連費の整理

③ 水力発電費、火力発電費、新エネ等発電費から非離島等供給費を抽出し、非離島等供給費から非アンシラリーサービス費用を抽出（規則第20条第4項第一号）

④ 販売費から非離島等供給費を抽出し、非離島等供給費から非NW需要家費、非NW給電費、非NW一般販売費を抽出（規則第20条第4項第二号～第五号）

⑤ 購入販売電源項目の整理（規則第20条第6項）
発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費及び新エネ等発電費に配分

STEP３　固定費・可変費への整理

⑥ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第22条第1項）

STEP４　需要種別への整理

⑦ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定低圧：26.260%，特定高圧：15.148%、非特定：58.592%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定低圧：22.336%，特定高圧：12.751%、非特定：64.913%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定低圧：65.521%，特定高圧：0.383%、非特定：34.096%）により整理（規則第23条、第24条）。

⑧ 一般販売費は、上記⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第25条）。

⑨ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑦及び⑧により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第27条、28条）。

		事業報酬額計（百万円） 固定費	可変費	需要家費		補正後総原価（百万円）	補正後総原価に対する事業報酬額の割合
規制部門	高圧	901	15	0	916	27,677	3.3%
	低圧	1,561	26	58	1,645	56,413	2.9%
	計	2,462	41	58	2,561	84,091	3.0%
自由化部門		3,484	77	30	3,590	135,695	2.6%
合計		5,946	118	88	6,151	219,785	2.8%

※2023～2025年度平均
※補正後総原価には託送費用を含む
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】過去の査定方針（2014年・中部電力）

（１）個別原価計算
　個別原価計算においては、算定規則に基づき各費用の配分計算が適切に行われていることを確認した。また、事業者が独自に設定した基準についても、計器等の費用を口数比ではなく直接各需要に整理している等、より実態に即した費用配分となっている。総原価の95%が固有費及び直課により配分されていることは妥当であると考えられる。
　固定費の各需要種別への配分方法は「２：１：1法※」等が算定規則により規定されているが、その際、低圧需要の最大電力は、サンプル調査（1,429件のデータを取得）に基づく推計値が用いられており、過大推計されていないことが確認された。

※　最大電力に2、夏期・冬期尖頭時責任電力に１、発受電量に１の割合で合成された値により固定費を配分する方法。

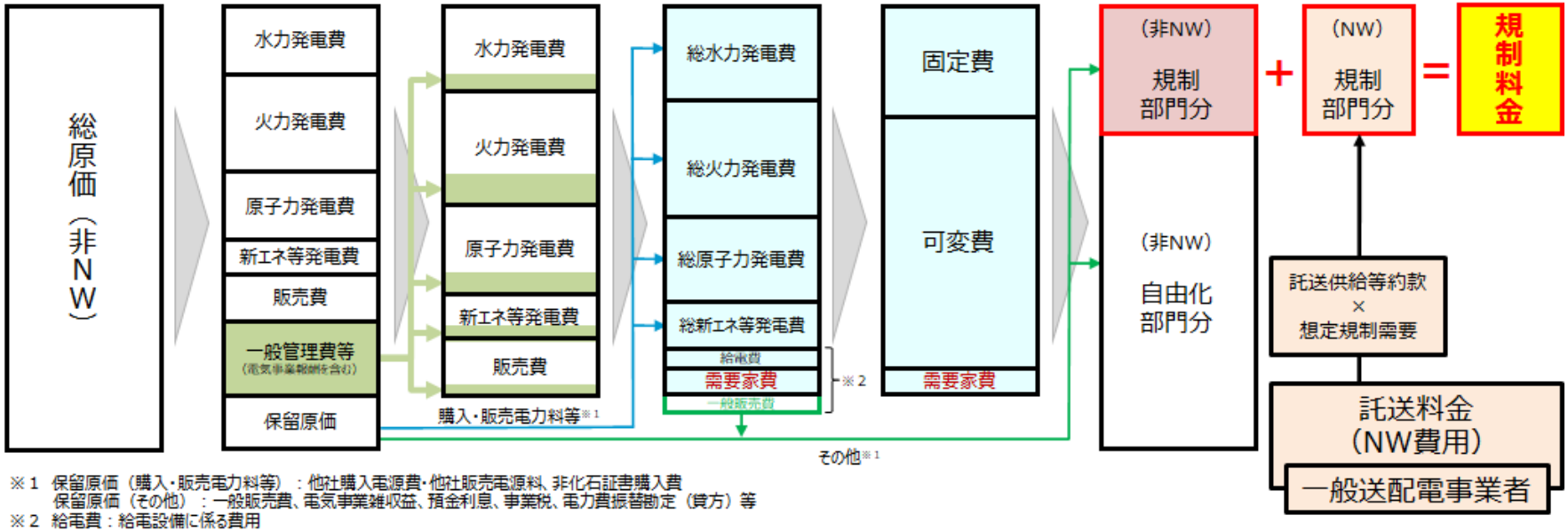
　また、規制部門、自由化部門毎の総原価に対する事業報酬の割合については、前回改定時以降の燃料費の増加等に伴う収益構造が改善され、規制部門が5.2%、自由化部門が4.1%となっており、それぞれの部門における固定費の割合を適切に反映したものであることが確認された。
　なお、今回改定以降の収益構造の変化については、事後評価において部門別収支が毎年公表され、原価算定期間終了後には原価と実績の部門別評価を実施することとなっているが、経済産業省は、料金認可申請命令の発動基準に基づき、収益構造のゆがみが著しく、また、構造的なものと認められる場合には、事業者に料金改定を促すとともに、事業者がこれに応じない場合には、料金認可申請命令の発動を検討する。

（出典）中部電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針（2014年4月経済産業省）

【参考１】送配電分離会社と沖縄電力の「費用の配賦」の相違点①

- 料金算定規則上、**送配電分離会社**について、**総原価（非NW費用に限る）**を、非NW費用に係る固定費・可変費・需要家費に整理した上で、**自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由）と規制部門（低圧規制）の2需要種別に配分**する。その上で、規制需要に係る**非NW費用に、**規制需要に係る**NW費用を加算**することで、契約種別毎の**規制料金を設定**する。
- 一方、**送配電一体会社である沖縄電力**については、**総原価（非NW費用及びNW費用の合計）**を基に、非NW費用に係る固定費・可変費・需要家費を抽出・整理した上で、**自由化部門（特別高圧・高圧自由・低圧自由）と規制部門（①高圧規制・②低圧規制）の3需要種別に配分**する。その上で、規制需要に係る**非NW費用**に、規制需要に係る**NW費用を加算**することで、契約種別毎の**規制料金を設定**する。
- これらを踏まえると、**費用の配賦を行う総原価の対象費用や、規制部門の範囲に差はあるものの**、規制需要に係る非NW費用を整理し、これに規制需要に係るNW費用を加算した上で、契約種別毎の規制料金を設定するという手法は同じであり、**両者の「費用の配賦」に大きな違いはない**。

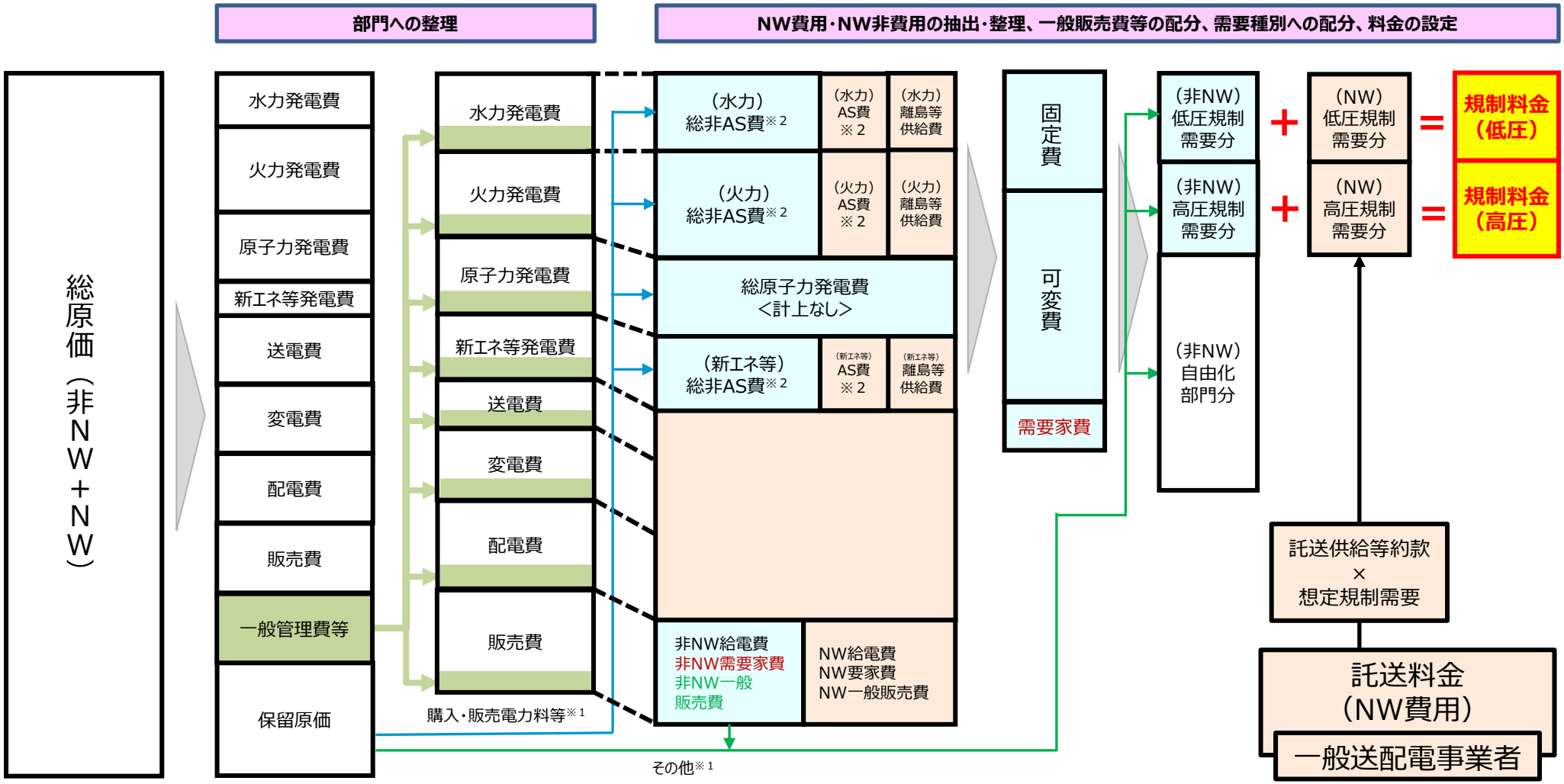
送配電分離会社の「費用の配賦」



※1 保留原価（購入・販売電力料等）：他社購入電源費・他社販売電源料、非化石証書購入費
保留原価（その他）：一般販売費、電気事業雑収益、預金利息、事業税、電力費振替勘定（貸方）等
※2 給電費：給電設備に係る費用
需要家費：調定及び集金に係る費用
一般販売費：その他販売に係る費用

【参考１】送配電分離会社と沖縄電力の「費用の配賦」の相違点②

沖縄電力の「費用の配賦」

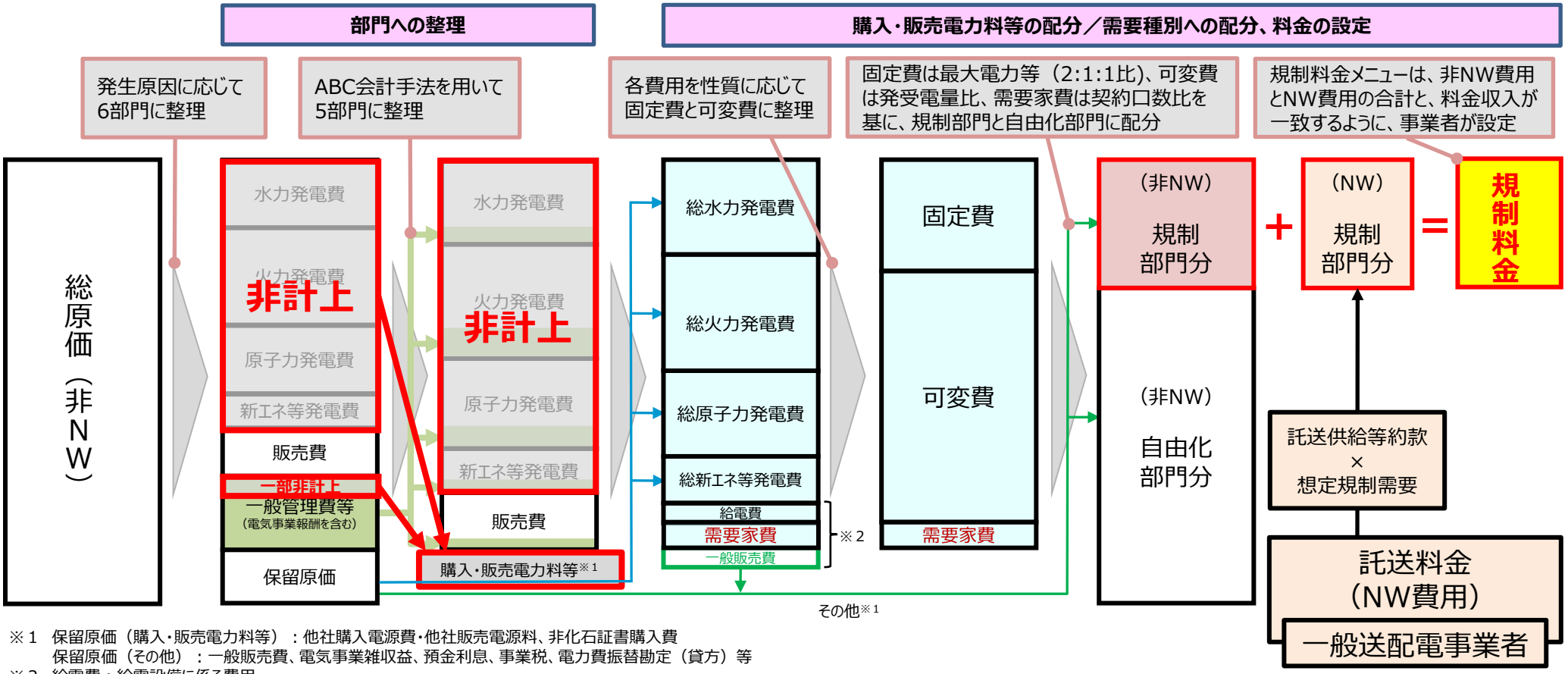


※１　保留原価（購入・販売電力料等）：他社購入電源費・他社販売電源料、非化石証書購入費
　　保留原価（その他）：非NW一般販売費、電気事業雑収益、預金利息、事業税、電力費振替勘定（貸方）等
※２　AS費：アンシラリーサービス費（AS費）は、電気の周波数の値の維持、接続供給及び電力量調整供給、送配電設備の事故等が生じた場合においても電気の安定供給を確保するために行う電気の潮流の調整及び揚水式発電設備における揚水運転、電気の電圧の値の維持並びにその発電設備以外の発電設備の発電に係る電気を受電することなく発電することができる発電設備の維持であって離島以外の指定旧供給区域に係るものの費用を言う。

【参考２】発販一体会社と発販分離会社の「費用の配賦」の相違点

- **発電部門が分離した東電EP**に対して、費用の配賦の方法を確認した結果、「**発販一体会社において自社の火力発電費等として計上される費用（燃料費等）が他社購入電源費として計上されている**が、**それ以外の費用の配賦の方法は同じ**である」との説明があった。
- 具体的には下図のとおりであり、**発販一体会社と発販分離会社で、費用の配賦の方法に大きな違いはない**。

発販分離会社（東電EP）の「費用の配賦」



※１　保留原価（購入・販売電力料等）：他社購入電源費・他社販売電源料、非化石証書購入費
　　保留原価（その他）：一般販売費、電気事業雑収益、預金利息、事業税、電力費振替勘定（貸方）等
※２　給電費：給電設備に係る費用
　　需要家費：調定及び集金に係る費用
　　一般販売費：その他販売に係る費用

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論

6－1．　需要想定･供給力
6－2．　経営効率化
6－3．　燃料費
6－4．　購入･販売電力料
6－5．　原子力バックエンド費用
6－6．　人員計画･人件費
6－7．　修繕費
6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
6－9．　事業報酬
6－10．その他経費
6－11．公租公課
6－12．控除収益
6－13．費用の配賦
6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

レートメークの概要

- 規制料金については、料金算定規則に基づき、「総固定費・総可変費・総需要家費の合計額（規制需要原価）」と「原価算定期間における規制需要の料金収入」が一致するよう設定する必要がある。
- 具体的な料金設定については、電圧や負荷形態など、電気の使用実態などの違いに伴う原価の差を反映し、契約種別（使用条件が類似した需要）ごとに異なる料金率が定められる。その上で、**各契約種別の料金率**は、料金算定規則に基づき、**「販売電力量にかかわらず支払を受けるべき料金及び販売電力量に応じて支払を受けるべき料金の組合せ」により設定することが原則**であり、**電気の使用期間**（年間使用・短期間の使用）、**使用時期**（季節・時間）、**使用規模**（１口当たりの電力量・需要電力）**などの電気の使用実態などの違いを勘案して、契約種別ごとに料金率を設定**する。

＜契約種別＞

●需要区分

負荷の特性、負荷態様の差異を基準にして需要を分類したもの。電灯需要及び電力需要の2分類。

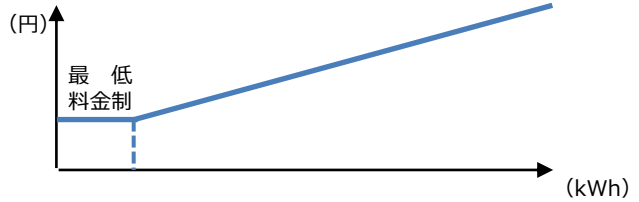
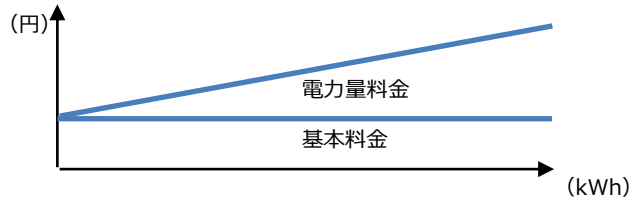
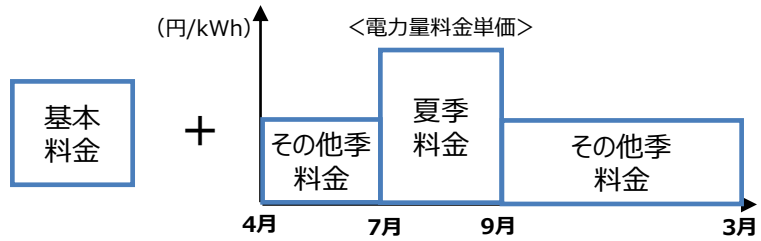
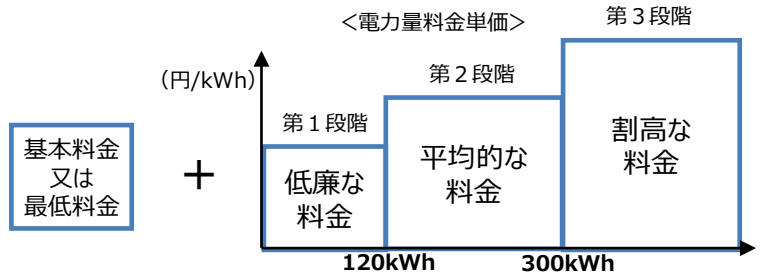
（注）沖縄電力においては、上記の2分類に加えて電灯電力併用需要の3分類。

●契約種別

需要区分をさらに細分化して、供給電圧、計量方法及び使用期間などの差異により区分したもの。定額電灯、従量電灯、臨時電灯、公衆街路灯、低圧電力、臨時電力及び農事用電力の設定有り。

（注）沖縄電力においては、上記に加えて、業務用電力、高圧電力Ａ・Ｂ、臨時電力（高圧）、農事用電力（高圧）、自家発補給電力Ａ・Ｂ及び予備電力も設定有り。

【参考】主な料金制の種類

	概要	料金イメージ
定額料金制	• 毎月の料金額は使用電力量（kWh）によらず一定。 • 使用状態がほぼ等しく、計器をつけて計量することが経済的でない、小規模の需要家に適用。	
最低料金制	• 使用電力量（kWh）に電力量料金単価を乗じて料金額を決定。 • 使用電力量が０kWhの場合、料金も0円となり、供給コストを賄うことができないため、使用電力量が一定以下の場合に支払う最低額を決定。	
基本料金制 （二部料金制）	• 契約電流（Ａ）、契約容量（kVA）、契約電力（kW）に対応する基本料金と、使用電力量（kWh）に対応する電力量料金を組み合わせて料金額を決定。 • 最も一般的。	
季節別料金制	• 電力量単価を夏季・その他季別に設定。 • 夏季需要の抑制効果を期待して、昭和54年3月の電気事業審議会料金制度部会中間報告を受けて昭和55年より導入。	
3段階料金制	• 原価の上昇傾向を背景として、高福祉社会の実現・省エネルギーの観点から料金額を決定。 第1段階：比較的低廉（生活必需） 第2段階：平均的 第3段階：割高 ※1974年3月の電気事業審議会料金制度部会中間報告を受けて同年6月より導入。	

特定小売供給約款で定める事項の概要

- 特定小売供給約款については、**適用区域**、**料金**、燃料費調整制度に基づく**基準平均燃料価格、換算係数及び基準調整単価**のほか、**電気の使用者の負担となる内容**や**実施期日**などを定めるものとされている。

【参考】電気事業法等の一部を改正する法律の施行に伴う経過措置に関する省令

（特定小売供給約款において定めるべき事項）
第二十条 平成二十六年改正法附則第十八条第一項の特定小売供給約款は、次に掲げる事項について定めるものとする。
一 適用区域又は適用範囲
二 供給の種別
三 供給電圧及び周波数
四 料金、みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（平成二十八年経済産業省令第二十三号）第四十条第二項に規定する基準平均燃料価格及び換算係数並びに同条第四項に規定する基準調整単価
五 電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担に関する事項（電気の使用者の負担となるものについては、その金額又は金額の決定の方法）
六 前二号に掲げるもののほか、電気の使用者の負担となるものがある場合にあっては、その内容
七 契約の申込みの方法及び契約の解除に関する事項
八 供給電力及び供給電力量の計測方法並びに料金調定の方法
九 供給の停止及び中止に関する事項
十 送電上の責任の分界
十一 電気の使用方法、器具、機械その他の用品の使用等に関し制限を設ける場合にあっては、その事項
十二 前各号に掲げるもののほか、電気の供給条件又はみなし小売電気事業者及び電気の使用者の責任に関する事項がある場合にあっては、その内容
十三 有効期間を定める場合にあっては、その期間
十四 実施期日

関係法令における規定（レートメーク･約款）

- レートメーク･約款等については、以下に掲げる料金算定規則及び料金審査要領に従い、算定及び審査を行うこととなっている。

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（供給区域別料金の決定等）
第十八条 料金は、特定需要の前条の規定により整理された総固定費、総可変費、総需要家費及び総送配電関連費の合計額（以下「特定需要原価等」という。）と原価算定期間における特定需要の料金収入が一致するように設定されなければならない。
2 事業者は、特定需要原価等を基に、契約種別ごとの電気の使用形態、電気の使用期間、電気の計量方法等による特定需要原価等の差異を勘案して設定した基準により契約種別ごとの料金を設定しなければならない。（以下略）
3・4 （略）
5 事業者は、第二項の規定により契約種別ごとの料金を設定する場合には、販売電力量にかかわらず支払を受けるべき料金及び販売電力量に応じて支払を受けるべき料金の組合せにより、当該料金を設定しなければならない。ただし、販売電力量が極めて少ないと見込まれる需要に対する料金の設定の場合は、この限りでない。
6 事業者は、原価算定期間における特定需要の料金収入を、第二項及び前項の規定により設定する料金並びに供給計画等に基づく契約電力、販売電力量等の電気の使用に係る値の予測値により算定しなければならない。
7 （略）

（注）沖縄電力は、送配電部門との一体会社であることなどの理由により、根拠条文が異なるが、上記抜粋では省略。

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第５章「料金の計算」に関する審査
第１節「定率又は定額」に関する審査
改正法附則第１８条第２項第２号に定める「供給の種類により定率又は定額をもって明確に定められていること」については、あらかじめ料金表等において明確に定められている料金率や計算式をもつて、使用量に応じた料金が計算可能であるか否かにつき審査するものとする。
第２節「不当な差別的取扱い」に関する審査
同項第４号に定める「特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと」については、算定規則に基づいて定められていることを前提とした上で、正当な理由に基づいて一般的に区別を行う場合を除き、全ての需要家に対して平等であるか否かにつき審査するものとする。なお、審査は、非特定需要及び特定需要ごとに整理された原価等を基とした契約種別ごとの料金率の設定について重点的に行うこととする。

審査における論点①（レートメーク・約款）

【レートメーク】

- 【論点１】レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映した規制料金の設定方法
  －4事業者（北海道・東北・四国・沖縄）が確認対象（3事業者（東京・北陸・中国）は説明済（第38回料金制度専門会合））
- 【論点２】基本料金と電力量料金の設定方法
  －5事業者（北海道・東京・北陸・四国・沖縄）は、基本料金を据え置き、電力量料金を値上げ
  －2事業者（東北・中国）は、基本料金及び電力量料金とも値上げ
- 【論点３】３段階料金の設定方法
  －4事業者（北海道・東北・北陸・中国）は、１段料金の値上げ幅を抑制し、３段料金の値上げ幅を拡大
  －3事業者（東京・四国・沖縄）は、一律に電力量単価を上乗せするため、１・２段格差率及び２・３段格差率とも縮小
- 【論点４】季節別料金の見直し方法
  －北陸電力は、これまで割高に設定してきた「夏季料金」を、「その他季料金」と同一の料金単価に見直し
- なお、本資料では、7事業者（北海道・東北・東京・北陸・中国・四国・沖縄）の申請内容に、①直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴う変動分を反映した規制部門に係る非ネットワーク費用（燃料補正後非NW費用）及び②レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映した規制部門に係るネットワーク費用※（RC補正後NW費用）を加えて再算定した規制部門に係る総原価（以下「補正後総原価」という。）を基に、レートメーク・約款等について、まとめてお示ししている。

（※）北海道電力は、今回の料金改定申請において、レベニューキャップ制度の導入に伴って認可された託送供給等約款に基づいたネットワーク費用を算定している。

審査における論点①（レートメーク･約款）

【約款等】

- 【論点５】需要家に対する電気料金改定の周知活動
- 【論点６】需要家に対する供給条件の変更（電気料金改定以外）の周知活動

審査の結果①（レートメーク･約款）

＜レートメーク＞

【論点１】レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映した規制料金の設定方法

- **各事業者**とも、規制料金について、**託送料金の変動分を、概ね機械的に当てはめていることを確認**した。

【論点２】基本料金と電力量料金の設定方法

- **各事業者**とも、**今回の料金改定申請の主たる要因が燃料費の高騰であることを踏まえ、基本料金は据え置くべき**（レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分の影響は除く）と考える。

【論点３】３段階料金の設定方法

- **各事業者**とも、**3段階料金が維持**されているところ、**今回の料金改定申請の主たる要因が燃料費の高騰**であることから、**３段階一律に電力量単価を上乗せすべき**と考える。

【論点４】季節別料金の見直し方法

- **北陸電力は**、季節別料金を導入する背景となった年負荷率が改善したことを踏まえて、季節別料金の見直しを行う方針であったが、**料金制度専門会合での指摘を踏まえて検討**した結果、同社から、**「季節別料金の見直しは行わない」との回答があったため、北陸電力の申し出のとおり、見直しを行わないこととして整理**する。

審査の結果②（レートメーク･約款）

＜約款等＞

【論点５】需要家に対する電気料金改定の周知活動

- **各事業者**とも、**自社ホームページ内に特設サイトを開設することや、問い合わせ専用ダイヤルを設けること**などにより、需要家に対する**電気料金改定の周知を実施していることを確認**した。
- **各事業者**とも、需要家に対し、**電気料金改定を申請するに至った経緯、申請内容及び電気料金影響額、経営効率化への取組などの説明を実施していることを確認**した。

【論点６】需要家に対する供給条件の変更（電気料金改定以外）の周知活動

- **各事業者**とも、**自社ホームページ内で供給条件の説明をすることや、問い合わせ専用ダイヤルを設けること**などにより、需要家に対する**供給条件の変更の周知を実施していることを確認**した。

【論点１】レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映した規制料金の設定方法

- レベニューキャップ制度の導入に伴う**託送料金の変動**について、「総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 持続可能な電力システム構築小委員会」で2022年1月に取りまとめられた**第三次中間取りまとめ**では、「**変動した託送料金を機械的に規制料金に当てはめることを基本とすることが適当**」とされている。
- 下表のとおり、確認対象の4事業者とも、規制料金について、**託送料金の変動分を概ね機械的に当てはめている**ことを確認した。

（注）東京電力EP、北陸電力及び中国電力は、2023年2月に、託送料金の変動に伴う特定小売供給約款の変更届出を実施済。

【参考】規制料金の単価への反映方法（※家庭用モデル料金の場合）

	家庭用モデル料金	区分	料金単価の増分（円、円/kWh）		反映方法
			託送料金（税込）	規制料金（税込）	
北海道電力	従量電灯B 30A 230kWh	基本料金	+99.00	+99.00	託送料金（電灯標準）の基本料金増分を反映
		電力量料金	+0.40	+0.40	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映
東北電力	従量電灯B 30A 260kWh	基本料金	+118.80	+118.80	託送料金（電灯標準）の基本料金増分を反映
		電力量料金	+0.33	+0.33	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映
四国電力	従量電灯A 260kWh	最低料金	+153.56	+153.56	託送料金（電灯標準）の基本料金増分と、最低料金で使用できる11kWh分の電力量料金増分（5.06円）を反映
		電力量料金	+0.46	+0.46	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映
沖縄電力	従量電灯 260kWh	最低料金	+86.00	+86.00	託送料金（電灯標準）の基本料金増分と、最低料金で使用できる10kWh分の電力量料金増分（18.9円）を反映
		電力量料金	+1.89	+1.89	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映

【参考】過去の審議会報告書（2022年1月）

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 持続可能な電力システム構築小委員会　第三次中間取りまとめ

Ⅰ．強靱な電力ネットワークの形成
（１）送配電網の強靱化とコスト効率化を両立する託送料金改革
（ｈ）その他
⑤託送料金の変動を小売経過措置料金に機動的に反映する仕組みについて
（前略）
　託送料金については、電力・ガス取引監視等委員会により、透明なプロセスを経た上で、厳格な査定が行われることになることから、みなし小売電気事業者による小売経過措置料金の変更届出にあたっては、変動した託送料金を機械的に小売経過措置料金に当てはめることを基本とすることが適当である。
（以下略）

【参考】規制料金の変動額の試算

- 確認対象の4事業者の規制料金について、**<u>託送料金の変動に伴う規制料金（１か月当たりの家庭用モデル料金）の変動額</u>**の試算値は以下のとおり。

	家庭用 モデル料金	規制料金① （申請料金）	規制料金② （RC補正後料金(注１)）	変動額 （変動率）
北海道電力	従量電灯B 30A 230kWh	11,509円	11,700円	＋191円 （＋1.7%）
東北電力	従量電灯B 30A 260kWh	11,282円	11,486円	+204円 （＋1.81%）
四国電力	従量電灯A 260kWh	10,120円	10,388円	+268円 （＋2.65%）
沖縄電力	従量電灯 260kWh	12,320円	12,775円	+455円 （+3.70%）

（注１）「規制料金①（申請料金）」は、各事業者の料金改定申請時点の規制料金（税込）を試算したもの。「規制料金②」は、2023年4月適用分のRC補正後料金（燃料補正影響を除く）である規制料金（税込）を試算したもの。ただし、いずれの規制料金からも、電気・ガス激変緩和対策事業による値引き額は除外。
（注２）いずれの規制料金も、各々の時点で適用される燃料費調整額、離島ユニバーサルサービス調整額、再生可能エネルギー発電促進賦課金及び口座振替割引額が含まれた規制料金を試算したもの。

【参考】特定小売供給約款の変更内容

- 下表のとおり、6事業者は、特定小売供給約款料金（規制料金）について、**託送料金の変動分を概ね機械的に当てはめている**。

【参考】規制料金の単価への反映方法（※家庭用モデル料金の場合）

	家庭用モデル料金	区分	料金単価の増分（円、円/kWh）		反映方法
			託送料金	規制料金	
東京電力EP	従量電灯B 30A 260kWh	基本料金	+27.72	+27.72	託送料金（電灯標準）の基本料金増分を反映
		電力量料金	+0.03 (+0.03)	+0.03 (+0.03)	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映
中部電力MZ	従量電灯B 30A 260kWh	基本料金	+33.00	+33.00	託送料金（電灯標準）の基本料金増分を反映
		電力量料金	+0.29	+0.29	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映
北陸電力	従量電灯B 30A 230kWh	基本料金	+181.50	+181.50	託送料金（電灯標準）の基本料金増分を反映
		電力量料金	+0.38	+0.38	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映
関西電力	従量電灯A 260kWh	最低料金	+92.40	+92.40	託送料金（電灯標準）の基本料金増分と、最低料金で使用できる15kWh分の電力量料金増分（0円）を反映
		電力量料金	—	—	改定なし
中国電力	従量電灯A 260kWh	最低料金	+205.20	+205.20	託送料金（電灯標準）の基本料金増分と、最低料金で使用できる15kWh分の電力量料金増分（10.5円）を反映
		電力量料金	+0.70	+0.70	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映
九州電力	従量電灯B 30A 250kWh	基本料金	+57.72	+57.72	託送料金（電灯標準）の基本料金増分を反映
		電力量料金	+0.74 (0.00)	+0.74 (0.00)	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映

※東京電力EP及び九州電力の電力量料金の単価増分のうち、カッコ書きの箇所は、賠償負担金等に伴う託送料金の見直し分に伴う増分。

【参考】1か月当たりの電気料金の変動額の試算（※家庭用モデル料金の場合）

- 6事業者の規制料金について、託送料金の変動等に伴う「**家庭用モデル料金の1か月当たりの変動額**」の試算値は以下のとおり。

	家庭用 モデル料金	旧料金	新料金	変動額 （変動率）
東京電力EP	従量電灯B 30A 260kWh	7,306円	7,342円	+36円 （+0.49%）
中部電力MZ	従量電灯B 30A 260kWh	7,369円	7,478円	+109円 （+1.48%）
北陸電力	従量電灯B 30A 230kWh	4,792円	5,061円	+269円 （+5.61%）
関西電力	従量電灯A 260kWh	5,677円	5,769円	+92円 （+1.62%）
中国電力	従量電灯A 260kWh	6,209円	6,586円	+377円 （+6.07%）
九州電力	従量電灯B 30A 250kWh	5,526円	5,771円	+245円 （+4.43%）

※ 2023年4月適用の燃料費調整額、 2023年4月適用の離島ユニバーサルサービス調整額、消費税等相当額、再生可能エネルギー発電促進賦課金、口座振替割引額を含む。
※ 電気・ガス激変緩和対策事業による値引き額を含む。

【参考】「機械的な当てはめ」について

- **託送料金メニュー**は、契約種別ごとに、概ね**基本料金と電力量料金が存在**しており、**規制料金メニューと類似した構成**となっている。
- ただし、契約種別の体系や契約単位は、規制料金メニューと完全には一致しないため、「**機械的な当てはめ**」では、例えば、以下のような換算等を行っている。

【例】北陸電力における「機械的な当てはめ」（※主な従量電灯メニューの場合）

託送料金（北陸電力送配電）

契約種別			単位	増分（円）
電灯標準接続送電サービス	基本料金	実量契約	1kW	+71.50
		SB・主開閉器契約	1kVA	+60.50
		SB契約（5A）	1契約	+30.25
		SB契約（15A）	1契約	+90.75
	電力量料金		1kWh	+0.38

当てはめ

特定小売供給約款料金（北陸電力）

契約種別			単位	増分（円）
従量電灯A	最低料金（～8kWh）		1契約	+33.29
	電力量料金（8kWh超過分）		1kWh	+0.38
従量電灯B	基本料金	10A	1契約	+60.50
		15A	1契約	+90.75
		20A	1契約	+121.00
		30A	1契約	+181.50
		40A	1契約	+242.00
		50A	1契約	+302.50
		60A	1契約	+363.00
	電力量料金	～120kWh	1kWh	+0.38
		121～300kWh	1kWh	+0.38
		300kWh超過	1kWh	+0.38

＜当てはめの考え方＞

- 基本料金は、大宗の契約がブレーカー等の容量に基づくため、「SB・主開閉器契約」を採用し、+60.50円/10Aで機械的に当てはめ。
- 電力量料金は、0.38円/kWhで機械的に当てはめ。
- 従量電灯Aの最低料金は、基本料金（5A）と電力量料金（8kWh）の合計値で当てはめ。

  単価増分＝基本料金分（30.25円/5A）＋
  電力量料金分（0.38円/kWh×8kWh＝3.04円）
  ＝33.29円

【参考】補正を反映した規制料金との比較①（1/2）

- 各事業者における**規制料金の1か月当たりの家庭用モデル料金（各事業者の公表使用量）**について、**①現行料金**、**②申請料金**に加え、**③燃料補正後料金**（直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴う変動分を反映した料金）及び**④RC補正後料金**（③に加えてレベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映した料金）を**試算して、比較した結果**は以下のとおり。

	家庭用 モデル料金	区分	現行料金 ①	申請料金 ②	燃料補正後料金 ③	RC補正後料金 ④	差額 （③－②）	差額 （④－③）
北海道電力	従量電灯B 30A 230kWh	基本料金	1,023円	1,023円	1,023円	1,122円	－	＋99円
		電力量料金	7,046円	9,693円	9,168円	9,260円	▲525円	＋92円
		その他	793円	793円	793円	793円	－	－
		合計 [変動率]	8,862円	11,509円	10,984円	11,175円	▲525円 [▲4.6%]	＋191円 [+1.7%]
東北電力	従量電灯B 30A 260kWh	基本料金	990円	1,155円	1,155円	1,274円	－	119円
		電力量料金	6,678円	9,230円	8,536円	8,622円	▲694円	86円
		その他	897円	897円	897円	897円	－	－
		合計 [変動率]	8,565円	11,282円	10,588円	10,793円	▲694円 [▲6.2%]	205円 [+1.8%]
東京電力 EP	従量電灯B 30A 260kWh	基本料金	858円	858円	858円	886円	－	＋ 28円
		電力量料金	7,427円	9,982円	8,929円	8,932円	▲ 1,053円	＋ 3円
		その他	842円	897円	897円	897円	－	－
		合計 [変動率]	9,126円	11,737円	10,684円	10,714円	▲ 1,053円 [▲9.0%]	＋ 30円 [+0.3%]

（注１）「現行料金①」と「申請料金②」は、各事業者の値上げ申請時点の規制料金（税込）を記載したもの。「燃料補正後料金③」と「RC補正後料金④」は、2023年4月適用分の規制料金（税込）を試算したもの。ただし、いずれの規制料金からも、電気・ガス激変緩和対策事業による値引き額は除外している。
（注２）「申請料金②」は、各事業者ともレベニューキャップ制度の導入に伴う変動分が含まれていない規制料金を記載したもの。
（注３）「電力量料金」は、各々の時点で適用される燃料費調整額及び離島ユニバーサルサービス調整額が含まれた規制料金を記載又は試算したもの。
（注４）「その他」は、各々の時点で適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金及び口座振替割引額を記載又は試算したもの。ただし、東京電力EPは「申請料金②」「燃料補正後料金③」および「RC補正後料金④」には、口座振替割引額を含まない。
（注５）「合計」の変動率は、申請料金②に対する変動率を記載したもの。端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

【参考】補正を反映した規制料金との比較①（2/2）

	家庭用 モデル料金	区分	現行料金 ①	申請料金 ②	燃料補正後料金 ③	RC補正後料金 ④	差額 （③－②）	差額 （④－③）
北陸電力	従量電灯B 30A 230kWh	基本料金	726円	726円	726円	908円	－	182円
		電力量料金	4,938円	7,579円	7,638円	7,725円	58円	87円
		その他	738円	793円	793円	793円	－	－
		合計 [変動率]	6,402円	9,098円	9,156円	9,425円	58円 [+0.6%]	269円 [+3.0%]
中国電力	従量電灯A 260kWh	最低料金	384円	497円	493円	698円	▲4円	＋205円
		電力量料金	6,803円	9,034円	8,974円	9,146円	▲60円	＋172円
		その他	842円	897円	897円	897円	－	－
		合計 [変動率]	8,029円	10,428円	10,364円	10,741円	▲64円 [▲0.6%]	＋377円 [+3.6%]
四国電力	従量電灯A 260kWh	最低料金	439円	532円	525円	679円	▲7円	＋154円
		電力量料金	6,634円	8,746円	8,728円	8,842円	▲18円	+114円
		その他	842円	842円	842円	842円	－	－
		合計 [変動率]	7,915円	10,120円	10,095円	10,363円	▲25円 [▲0.2%]	＋268円 [+2.6%]
沖縄電力	従量電灯 260kWh	最低料金	442円	576円	567円	649円	▲9円	82円
		電力量料金	7,508円	10,847円	10,615円	10,987円	▲232円	372円
		その他	897円	897円	897円	897円	－	－
		合計 [変動率]	8,847円	12,320円	12,079円	12,533円	▲241円 [▲2.0%]	454円 [+3.7%]

（注１）「現行料金①」と「申請料金②」は、各事業者の値上げ申請時点の規制料金（税込）を記載したもの。「燃料補正後料金③」と「RC補正後料金④」は、2023年4月適用分の規制料金（税込）を試算したもの。ただし、いずれの規制料金からも、電気・ガス激変緩和対策事業による値引き額は除外している。
（注２）「申請料金②」は、各事業者ともレベニューキャップ制度の導入に伴う変動分が含まれていない規制料金を記載したもの。
（注３）「電力量料金」は、各々の時点で適用される燃料費調整額及び離島ユニバーサルサービス調整額が含まれた規制料金を記載又は試算したもの。
（注４）「その他」は、各々の時点で適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金及び口座振替割引額を記載又は試算したもの。ただし、北陸電力及び中国電力は「申請料金②」「燃料補正後料金③」および「RC補正後料金④」には、口座振替割引額を含まない。
（注５）「合計」の変動率は、申請料金②に対する変動率を記載したもの。端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

【参考】補正を反映した規制料金との比較②（1/2）

- 各事業者における**規制料金の1か月当たりの家庭用モデル料金（400kWh／月）**について、**①現行料金**、**②申請料金**に加え、**③燃料補正後料金**（直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴う変動分を反映した料金）、**④ RC補正後料金**（③に加えてレベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映した料金）を**試算して、比較した結果**は以下のとおり。

	家庭用モデル料金	区分	現行料金 ①	申請料金 ②	燃料補正後料金 ③	RC補正後料金 ④	差額 (③－②)	差額 (④－③)
北海道電力	従量電灯B 30A 400kWh	基本料金	1,023円	1,023円	1,023円	1,122円	－	+99円
		電力量料金	13,259円	18,052円	17,076円	17,236円	▲976円	+160円
		その他	1,380円	1,380円	1,380円	1,380円	－	－
		合計 [変動率]	15,662円	20,455円	19,479円	19,738円	▲976円 [▲4.8%]	+259円 [+1.3%]
東北電力	従量電灯B 30A 400kWh	基本料金	990円	1,155円	1,155円	1,274円	－	119円
		電力量料金	11,105円	15,066円	14,060円	14,192円	▲1,006円	132円
		その他	1,380円	1,380円	1,380円	1,380円	－	－
		合計 [変動率]	13,475円	17,601円	16,595円	16,846円	▲1,006円 [▲5.7%]	251円 [+1.4%]
東京電力EP	従量電灯B 30A 400kWh	基本料金	858円	858円	858円	886円	－	+ 28円
		電力量料金	12,261円	16,193円	14,573円	14,577円	▲ 1,620円	+ 4円
		その他	1,325円	1,380円	1,380円	1,380円	－	－
		合計 [変動率]	14,444円	18,431円	16,811円	16,842円	▲ 1,620円 [▲8.8%]	+ 31円 [+0.2%]

（注１）「現行料金①」と「申請料金②」は、各事業者の値上げ申請時点の規制料金（税込）を記載したもの。「燃料補正後料金③」と「RC補正後料金④」は、2023年4月適用分の規制料金（税込）を試算したもの。ただし、いずれの規制料金からも、電気・ガス激変緩和対策事業による値引き額は除外している。
（注２）「申請料金②」は、各事業者ともレベニューキャップ制度の導入に伴う変動分が含まれていない規制料金を記載したもの。
（注３）「電力量料金」は、各々の時点で適用される燃料費調整額及び離島ユニバーサルサービス調整額が含まれた規制料金を記載又は試算したもの。
（注４）「その他」は、各々の時点で適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金及び口座振替割引額を記載又は試算したもの。ただし、東京電力EPは「申請料金②」「燃料補正後料金③」および「RC補正後料金④」には、口座振替割引額を含まない。
（注５）「合計」の変動率は、申請料金②に対する変動率を記載したもの。端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

【参考】補正を反映した規制料金との比較②（2/2）

	家庭用モデル料金	区分	現行料金①	申請料金②	燃料補正後料金③	RC補正後料金④	差額（③－②）	差額（④－③）
北陸電力	従量電灯B 30A 400kWh	基本料金	726円	726円	726円	908円	－	182円
		電力量料金	9,104円	14,052円	14,162円	14,314円	110円	152円
		その他	1,325円	1,380円	1,380円	1,380円	－	－
		合計 [変動率]	11,155円	16,158円	16,268円	16,601円	110円 [+0.7%]	333円 [+2.1%]
中国電力	従量電灯A 400kWh	最低料金	384円	497円	493円	698円	▲4円	＋205円
		電力量料金	11,303円	15,082円	14,987円	15,257円	▲95円	＋270円
		その他	1,325円	1,380円	1,380円	1,380円	－	－
		合計 [変動率]	13,012円	16,959円	16,860円	17,335円	▲99円 [▲0.6%]	＋475円 [+2.8%]
四国電力	従量電灯A 400kWh	最低料金	439円	532円	525円	679円	▲7円	＋154円
		電力量料金	11,120円	14,419円	14,392円	14,571円	▲27円	＋179円
		その他	1,325円	1,325円	1,325円	1,325円	－	－
		合計 [変動率]	12,884円	16,276円	16,242円	16,575円	▲34円 [▲0.2%]	＋333円 [+2.0%]
沖縄電力	従量電灯 400kWh	最低料金	442円	576円	567円	649円	▲9円	82円
		電力量料金	12,252円	17,462円	17,099円	17,680円	▲363円	581円
		その他	1,380円	1,380円	1,380円	1,380円	－	－
		合計 [変動率]	14,074円	19,418円	19,046円	19,709円	▲372円 [▲1.9%]	663円 [+3.4%]

（注１）「現行料金①」と「申請料金②」は、各事業者の値上げ申請時点の規制料金（税込）を記載したもの。「燃料補正後料金③」と「RC補正後料金④」は、2023年4月適用分の規制料金（税込）を試算したもの。ただし、いずれの規制料金からも、電気・ガス激変緩和対策事業による値引き額は除外している。
（注２）「申請料金②」は、各事業者ともレベニューキャップ制度の導入に伴う変動分が含まれていない規制料金を記載したもの。
（注３）「電力量料金」は、各々の時点で適用される燃料費調整額及び離島ユニバーサルサービス調整額が含まれた規制料金を記載又は試算したもの。
（注４）「その他」は、各々の時点で適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金及び口座振替割引額を記載又は試算したもの。ただし、北陸電力及び中国電力は「申請料金②」「燃料補正後料金③」および「RC補正後料金④」には、口座振替割引額を含まない。
（注５）「合計」の変動率は、申請料金②に対する変動率を記載したもの。端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

【論点２】基本料金と電力量料金の設定方法①

- **5事業者**（北海道・東京・北陸・四国・沖縄）は、今回の料金改定申請の主たる要因が燃料費の高騰（可変費の増加）にあることから、**基本料金を据え置き、電力量料金を値上げ**（レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分の影響は除く）することとしている。
- **2事業者**（東北・中国）は、固定費相当について、基本料金での負担部分を一定程度増やすことが安定供給につながるため、**基本料金及び電力量料金とも値上げ**（レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分の影響は除く）することとしている。
- 料金算定規則では、基本料金で回収する固定費の割合などの規定は無いため、各事業者が実情を踏まえて料金設定を行っているが、**今回の料金改定申請の主たる要因が燃料費の高騰**であることから、**基本料金を据え置き、電力量料金を値上げすることは合理性がある**と考えられる。
- 一方で、自然変動電源の拡大を進めつつ**安定供給を実現していくために、これまで以上に基本料金での負担割合を増やしていくことが必要**であることなどから、**基本料金及び電力量料金とも値上げすること**は合理性が無いとは言えないが、**今回の料金改定申請の主たる要因が燃料費の高騰であることを踏まえると、基本料金は据え置くべき**（レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分の影響は除く）**と考える**。

【参考】基本料金の見直し①

- 東北電力・中国電力によれば、以下の理由により、基本料金を値上げする方向性を示している。

東北電力（主に家庭用に適用される従量電灯Bなど二部料金制の料金メニューが対象）

- 法的分離により、一般送配電事業者へ託送料金の実支払いが発生しており、小売事業者としては、託送料金支払後の電気料金から発電・販売に係るコストを賄って事業運営を行っていくため、従前以上に、固定／可変といった費用の性質に応じた電気料金の設定を意識し、費用構造（原価構造）と一定程度整合を図る必要がある。
- また、エネルギー基本計画等に基づき自然変動電源の拡大を進めつつ安定供給を実現していくためには、バックアップ電源の機能を果たす火力発電等を引き続き一定程度維持していく必要がある。このためには、稼働率が低下していく火力発電設備を中長期的に確保していくことが必要だが、販売電力量の減少傾向が継続する中では、固定費相当分については、これまで以上に基本料金でご負担いただく割合を増やしていくことが必要と考えており、これらの観点を踏まえ、今回は、電力量料金単価だけではなく、基本料金単価の値上げをお願いすることとした。

10Aあたりの基本料金（従量電灯Ｂ）

現行単価	申請単価	差※（ ）内は改定率	（参考）申請単価 ※RC導入影響を含む
330.00 円	385.00 円	＋55.00 円 （＋17%）	424.60円

中国電力（主に商店、事務所に適用される従量電灯Bなど二部料金制の料金メニューが対象）

- 固定費は、使用電力量の多寡にかかわらず発生する費用という性質を踏まえると、基本料金でご負担いただくことが原則と考える。
- しかしながら、現行の基本料金では固定費の6割程度しかご負担いただいていないのが実態。
- 今後、安定供給やカーボンニュートラル推進のための電源投資などに伴い固定費が増加する中、省エネ・節電の推進などにより使用電力量の減少が想定されており、今後電力量料金により、安定的に固定費を確保し続けることは難しい状況。
- そのため、今回基本料金についても値上げさせていただくこととした。

1kVAあたりの基本料金（従量電灯Ｂ）

現行単価	申請単価	差 ※（ ）内は改定率	（参考）申請単価 ※RC導入影響を含む
407.00 円	429.00 円	＋22.00 円 （＋5%）	453.90円

【 基本料金による固定費の回収率 】

収入（基本料金）／原価（固定費）
58%

【参考】基本料金の見直し②

- 各事業者における「従量電灯Ｂ（アンペア制会社は従量電灯Ｃ）」及び「低圧電力」の**電気料金収入合計に対する基本料金収入の割合**並びに**中国電力の平均的なモデル料金**である「従量電灯Ｂ相当（契約容量15kVA、月間電力量1,950kWh）」及び「低圧電力（契約電力8kW、月間電力量560kWh）」**に相当する料金収入に対する基本料金の割合**などは、以下のとおり。

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
電気料金収入合計 (a)	477億円	1,067億円	3,080億円	187億円	417 億円	236億円	115億円
うち基本料金収入 (b)	125億円	376億円	850億円	61億円	164 億円	105億円	44億円
割合 (b/a)	26.2%	35.2%	27.6%	32.6%	39.4 %	44.3%	38.3%
従量電灯Bモデル料金① (c)	88,519円／月	76,634円／月	75,744円／月	73,464円／月	76,776 円／月	69,271円／月	該当なし
うち基本料金 (d)	5,100円／月	5,790円／月	4,026円／月	4,125円／月	6,190 円／月	5,415円／月	
割合 (d/c)	5.8%	7.6%(6.6%)	5.3%	5.6%	8.1%(7.6%)	7.8%	
低圧電力モデル料金② (e)	25,240円／月	22,763円／月	21,748円／月	22,472円／月	22,317 円／月	21,455円／月	25,793円／月
うち基本料金 (f)	9,768円／月	9,391円／月	7,866円／月	8,920円／月	8,748 円／月	8,178円／月	9,620円／月
割合 (f/e)	38.7%	41.3%(39.4%)	36.2%	39.7%	39.2%(37.1%)	38.1%	37.3%

（補足）東北電力と中国電力の割合 (d/c)及び割合 (f/e)の括弧書きは、基本料金の見直しが認められなかった場合の割合を記載したもの。

【記載注意】

1．「電気料金収入合計」は、従量電灯B（アンペア制会社は従量電灯C）及び低圧電力の電気料金収入（沖縄電力は低圧電力のみ）の３ヶ年平均をしたもの。
2．「うち基本料金収入」は、従量電灯B（アンペア制会社は従量電灯C）及び低圧電力における、基本料金収入の３ヶ年平均をしたもの。
3．「従量電灯Bモデル料金①」は、従量電灯B（アンペア制会社は従量電灯C ）」の電力契約容量15kVA、月間電力量1,950kWhで試算したもの。
4．「うち基本料金」は、基本料金相当を記載したもの。
5．「低圧電力モデル料金②」は、低圧電力の契約電力8kW、月間電力量560kWh（北海道電力を除き、夏季196kWh、その他季364kWh）、力率90%（ただし、原価算定期間中に力率割引・割増を廃止する事業者は力率割引は除く）で試算したもの。
6．モデル料金①②とも、消費税等相当額、再エネ賦課金及び激変緩和による値引きを含んでいない。
7．申請内容（注）に、燃料補正後非NW費用及びRC補正後NW費用を加えて、再算定した規制部門に係る総原価を基に、レートメークをした料金メニューで試算したもの。
（注）北海道電力は、今回の値上げ申請において、レベニューキャップ制度の導入に伴って認可された託送供給等約款に基づいてネットワーク費用を算定している。

【論点３】３段階料金の設定方法

- ３段階料金は、1974年、高福祉社会の実現や省エネルギーの推進という経済社会の基本的要請に、総括原価主義の枠内で対応を図るという観点から導入された。現行の規制料金も３段階料金となっており、月に120kWhまでの使用量については、ナショナルミニマムに基づく低廉な料金水準になっており、概ね300kWhまでの使用量については、ほぼ平均費用に対する料金となっている。
- **4事業者**（北海道・東北・北陸・中国）は、3段階一律に電力量単価を上乗せすることに比べ、**第1段料金の値上げ幅を抑制（料金が割安）し、第3段料金の値上げ幅を拡大（料金が割高）**している。**ただし、北海道電力及び東北電力は、現行料金との比較では1・2段格差が縮小**している。
- **3事業者**（東京・四国・沖縄）は、**一律に電力量単価を上乗せしているため、1・2段格差率及び2・3段格差率とも縮小**している。
- 各事業者とも、**3段階料金が維持**されているところ、**今回の料金改定申請の主たる要因が燃料費の高騰**であることから、**３段階一律に電力量単価を上乗せすべきと考える**。

（円/kWh）

	北海道電力		東北電力		東京電力EP		北陸電力		中国電力		四国電力		沖縄電力	
改定年度	現行	**補正後**	現行	**補正後**	現行	**補正後**	現行	**補正後**	現行	**補正後**	現行	**補正後**	現行	**補正後**
第1段	27.63	**36.74**	22.05	**29.33**	25.01	**30.80**	19.61	**30.43**	23.95	**31.86**	22.92	**31.79**	26.93	**40.85**
第2段	33.92	**44.11**	28.80	**36.45**	31.61	**37.40**	23.50	**37.03**	30.63	**41.43**	29.54	**38.41**	32.47	**46.39**
第3段	37.64	**48.08**	32.75	**41.12**	35.70	**41.49**	25.21	**39.97**	32.75	**44.54**	33.05	**41.92**	34.45	**48.37**
1・2段格差	0.81	**0.83**	0.77	**0.80**	0.79	**0.82**	0.83	**0.82**	0.78	**0.77**	0.78	**0.83**	0.83	**0.88**
2・3段格差	1.11	**1.09**	1.14	**1.13**	1.13	**1.11**	1.07	**1.08**	1.07	**1.08**	1.12	**1.09**	1.06	**1.04**

（注１）「現行」は2023年4月適用分の電気料金で試算。「補正後」は補正後総原価を基に試算。税込み単価（再エネ賦課金は除く）
（注２）1・2段格差及び2・3段格差は、第2段を「１」とした指数。

【参考】３段階料金の設定の考え方①

● 各事業者によれば、３段階料金の設定に関する考え方は以下のとおり。

北海道電力	• 値上げの主要因（需給関係費の大幅な増加）を踏まえると、電力量料金を一律で値上げする方法が考えられる一方で、昨今の燃料費高騰等により電気料金負担が急増している状況に鑑み、**毎日の生活に必要不可欠な電気のご使用量に相当する第１段階料金の値上げ幅を抑制**した。
東北電力	• 今回の値上げの主要因が燃料費の高騰であるため、電力量料金については一律に値上げをお願いすることが基本と考えているが、ナショナルミニマム・省エネ推進の観点から設定されている**3段階料金の趣旨に鑑み、一律単価を上乗せするのではなく、一定の格差を設けて値上げ幅を設定**した。 • ただし、現行の格差を維持しようとすれば、第一段階の使用量に対して燃料費の増加相当をご負担いただけない水準となることから、現行料金よりも一定程度格差は縮小した。
東京電力EP	• 今回の値上げ申請は、燃料価格の高騰等を受けての見直しであることを踏まえ、**３段階一律の値上げ幅**とした。
北陸電力	• **第1段階料金の値上げ幅を抑制**し、生活に必要不可欠な電気の使用への影響の軽減を図った。 • 節電・省エネ推進の観点から、**第3段階料金の値上げ幅を大きく設定**した。 • 以上の観点を踏まえ、「1・2段格差」および「2・3段格差」ともに現行料金と比べて拡大を図った。
中国電力	• 第2段階料金の値上げ幅と比較し、生活に必需的な電気のご使用量に相当する**第1段階の値上げ幅を小さく設定**し、省エネルギーの推進の観点から**第3段階の値上げ幅を大きく設定**した。

【参考】３段階料金の設定の考え方②

● 各事業者によれば、３段階料金の設定に関する考え方は以下のとおり。

四国電力	• 今回の料金値上げは、燃料費調整額の算定に適用する燃料価格が上限を超過し、電気料金に反映されない燃料費が大幅に増加していることが主因であり、燃料費をはじめとする**可変費の増加をお客さまに公平にご負担いただく観点から、各段階とも同じ値上げ幅**とした。
沖縄電力	• 今回の値上げに関しては、燃料費の上昇が主たる要因となっていることから、**各段階の電力量料金単価に、同一単価を一律に上乗せ**しておりますが、各段階の単価差は据え置かれており、料金の性格は維持されていると考えております。

【参考】過去の料金審査における3段階料金の設定

- ３段階料金について、過去の料金審査で、申請時の2・3段格差率を拡大した事例（査定）は以下のとおり。

（参考）2012年度以降の料金審査においては、査定のメリットをより多くの家庭が享受できるよう、現行料金からの２段階料金の引き上げ幅をより小さくすべきとの観点から、申請時の２・３段格差率を拡大し、以下のとおりとした。

東京電力	（申請時）　１ ： １．１５	→	（査定結果）　１ ： １．１５５
関西電力	（申請時）　１ ： １．１３	→	（査定結果）　１ ： １．１４
九州電力	（申請時）　１ ： １．１２	→	（査定結果）　１ ： １．１３
東北電力	（申請時）　１ ： １．１３	→	（査定結果）　１ ： １．１６
四国電力	（申請時）　１ ： １．１２	→	（査定結果）　１ ： １．１３
北海道電力	（申請時）　１ ： １．１２	→	（査定結果）　１ ： １．１３
中部電力	（申請時）　１ ： １．１１	→	（査定結果）　１ ： １．１２

【参考】過去の査定方針　（2014年・中部電力）

＜査定結果＞

１．　今回の査定によるメリットを、より多くの家庭が享受できるよう、２段階料金の引き下げ幅をより大きくすべきである。その際、電気の低利用者の負担増に配慮し、２段階と３段階の格差率について、申請は１：1.11となっているところ1：1.12とする。

【参考】過去の審議会報告書（2019年4月）

電力・ガス取引監視等委員会 電気の経過措置料金に関する専門会合 とりまとめ

（４）三段階料金について

- 三段階料金は、1974 年、高福祉社会の実現や省エネルギーの推進という経済社会の基本的要請に、総括原価主義の枠内で対応を図るという観点から導入された。現行の経過措置料金も三段階料金となっており、月に120kWh までの使用量についてはナショナルミニマムに基づく低廉な料金水準になっており、概ね300kWh までの使用量についてはほぼ平均費用に対する料金となっている。

- 本専門会合に出席したみなし小売電気事業者である関西電力、東京電力及び北陸電力からはいずれも、（既存顧客は大事にしたいと考えている等の理由から）仮に経過措置規制が解除された後においても、三段階料金を当面維持するとの方針の表明があった。したがって、経過措置料金規制に関する指定、指定解除の判断に当たっては、各供給区域において、三段階料金に関するみなし小売電気事業者の方針を踏まえて、需要家への影響その他競争への影響を適切に考慮し、追加的な施策の要否についても適切に判断する必要がある。

- ただし、（1）に述べたとおり、競争の進展によって、市場メカニズムによる規律が期待できる状況においては、（相当の激変緩和がとられることを前提にすれば）本来は、政策的見地に基づく料金制度の必要性・妥当性については慎重（抑制的）に検討されることが、資源配分の効率性を確保する観点から望ましい。仮に、福祉その他の政策的見地から必要な施策がある場合には、受益（又は起因）と負担との関係も踏まえつつ、電気料金の引き下げ以外のより直接的な手段で行われる選択肢も考慮されるべきである。

- 加えて、現行の三段階料金についても、所得の多寡、家族数の大小、自家発電設備保有の有無等を問わず、一定の使用量までは抑制された料金となっていることが前述の目的との関係で合理的なものか否かに疑問を指摘する意見があり、中長期的に料金体系の中で存続し続けることが真に妥当であるか将来的に検証が必要である。

【論点４】季節別料金の見直し方法

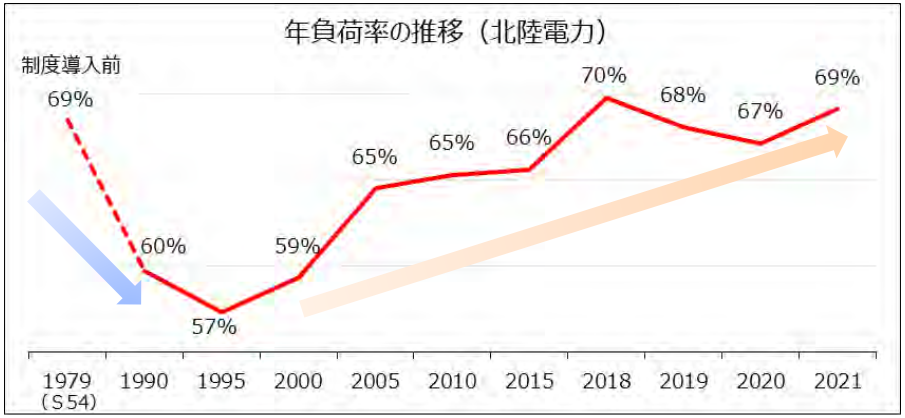
- 北陸電力によれば、**季節別料金を導入する背景となった年負荷率が改善**したことを理由に、**これまで割高に設定してきた「夏季料金」を、「その他季料金」と同一の料金単価に見直し**を行う方針であった。
- 料金制度専門会合において、委員から、北陸電力の季節別料金の見直しに関し、**1979年当時は太陽光発電による春秋出力抑制が想定されていなかったところ、このタイミングで料金体系をフラットに変えることが合理的なのか、との指摘**があったところ（次頁参照）。
- 当該指摘を踏まえ、**北陸電力で検討**を行った結果、同社から、**「季節別料金の見直しは行わない」との回答があった**ため、**北陸電力の申し出のとおり、見直しを行わないこととして整理**する。

北陸電力（主に小規模な工場、商店に適用される低圧電力などの料金メニューが対象）

・多様な電気機器や太陽光発電が普及した結果、近年では年負荷率※が季節別料金制度導入前の水準まで回復し、夏季需要の先鋭化が弱まってきております。

※年負荷率は「1年における平均電力（年間平均値）÷夏季最大電力」で算出。
（平均電力と夏季最大電力の差が縮小すると、年負荷率は上昇）

・夏季以外の時期でも需要抑制が重要と考えていることから、デマンドレスポンスや節電・省エネ推進活動を進めていくことにより、需給状況に応じて柔軟な需要抑制を図っていきたいと考えております。



【参考】1979年3月電気事業審議会料金制度部会中間報告

Ⅲ　季節別・時間帯別料金制度の導入
（問題の所在）
＜中略＞
しかしながら、我が国の電力需給は、需給面における夏季ピークの先鋭化、供給面における電源立地難、公害規制の強化等の制約条件の増大により、夏季ピーク時に極めて逼迫する傾向にあり、かかる傾向は、今後なお長期的に継続・増大する可能性が強いと予測される。また、夏季ピークの先鋭化は電力供給設備の年間負荷率（稼働率）を年々低下させ、電気料金原価を上昇させる要因の一つとなっている。かかる傾向に対処するためには、実態面において電源立地の促進、省電力施策の拡充、夏季ピーク抑制策の強化等に最大の努力が払われるべきことは言うまでもないが、**料金制度面からも価格誘導効果を通じて、夏季ピークの抑制を志向する必要**があり、このため季節別・時間帯別料金制度の検討が求められている。
（結論）
(1) **夏季ピーク時の需給緩和のために料金制度の面からも対策を講じるべき**である。（以下略）

【参考】料金制度専門会合（第42回）における委員からの意見

●松村委員

論点４には異議がある。季節別料金の見直し自体は合理的だと思うが、例えば、今の料金の仕組みが考えられた時よりも夏の需給もそうだが冬の需給もより厳しくなっていることを考えれば、夏を冬より高くする必要性はなくなってきているので、これを抜本的に切り替えて「夏と冬とそれ以外の季節」に分けたいなら、前向きなより現代的な問題に対応するために、積極的にDRの発想を取り入れる、料金体系をより進化する提案だと思うが、夏を廃止して全部一律とすることは進歩ではないし、このタイミングでやるのは相当に疑問。少なくとも79年に議論されていたときは太陽光発電がこれだけ普及して春秋出力抑制が起きることは想定されていなかったと思うが、今はそれが目前に迫ってきている。春秋とそれ以外のメリハリをつける必要性は以前よりも上がってきているのではないか。そのような中、なぜフラットに変えるということをこのタイミングで積極的に行うのか疑問。もう季節ごとの需要のメリハリを考える必要がないというメッセージを監視等委も、北陸電力も共同して出すようにみえる見直しをなぜこのタイミングでするのかわからない。さらにこれを入れた直後、あるいは原価算定期間に春秋に出力抑制が起こり、春秋の相対的な料金を上げておきながら出力抑制が起きたら当然凄く批判が出てくるだろう。それは、北陸電力だけでなく、監視等委も負うことになるのではないか。一方で、フラットな料金体系にした方が規制料金の需要家に対する合理的なDRが現時点で用意されており、それを北陸電力がコミットメントする。そのコミットメントを見れば、たしかにフラットな料金にした方がやりやすいと納得したうえでやるならともかくとして、規制料金の需要家が対象となるような、今言ったようなかなり強力な懸念を払しょくするようなDR、需給ひっ迫時の対策、緩んでいるときの対策、相当に強いインセンティブを与えるDRを用意していることのコミットメントの説明があれば意見を変えることはあるが、これは合理的な提案とは思えない。

【論点５】需要家に対する電気料金改定の周知活動①

- 自社ホームページ内に特設サイトを開設したり、問い合わせ専用ダイヤルを設けるなどにより、需要家に対する電気料金改定の周知を実施していることを確認した。

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
①自社ホームページ内で特設サイトを開設している。	○	○	○	○	○	○	○
②各家庭に料金改定のお知らせを文書又は電子メールで通知している。	○	○	△	○	○	○	○
③消費者団体又は自治体等への説明を実施している。	○ 消費者団体45 自治体等772	○ 消費者団体19 自治体等283	○ 消費者団体27 自治体等261	○ 消費者団体40 自治体等101	○ 消費者団体472 自治体等173	○ 消費者団体11 自治体等95	○ 消費者団体3 自治体等34
④問い合わせ専用ダイヤルを設けている。	○	○	○	○	○	○	○
⑤その他	• 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施（③）	• 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施（③）	• 各家庭へお知らせ文書を送付予定（②） • 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施（③）	• 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施（③） • 新聞広告による周知	• 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施（③）	• 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施（③）	• 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施予定（③） • 新聞広告による周知を予定

（注）○：実施している、△：今後実施予定、－：実施しない

（出典）各事業者からの回答を事務局で整理

【論点５】需要家に対する電気料金改定の周知活動②

- 需要家に対して、電気料金改定を申請するに至った経緯、申請内容、電気料金への影響、経営効率化への取組等の説明を実施していることを確認した。

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
①電気料金改定を申請するに至った経緯	○	○	○	○	○	○	○
②電気料金改定の申請内容及び電気料金影響額	○	○	○	○	○	○	○
③経営効率化への取組	○	○	○	○	○	○	○
④電気を効率良く使用するための節電・省エネ方法	○	○	○	○ 需要家から節電術を募集・公表	○	○	○
⑤その他	• 国による電気料金の激変緩和措置について周知 • 値上げ影響額をシミュレーションできるページを用意	• 値上げ影響額をシミュレーションできるページを用意	• 電気料金影響額をご試算いただけるコンテンツを用意	• エコキュートや太陽光発電導入による節電・省エネ促進の周知 • 電気料金影響額シミュレーションの提供	• 燃料費等調整制度の見直し内容について掲載	• 国による電気料金の激変緩和措置について周知 • 電気料金値上げ影響額シミュレーションの提供	• 現在の契約メニューと他のメニューが比較ができるシミュレーションを準備

（注）○：実施している、△：今後実施予定、－：実施しない

（出典）各事業者からの回答を事務局で整理

供給条件の変更（電気料金改定以外）

- 今回、改定申請が行われた特定小売供給約款について、各事業者の業務方針、近年の情勢等の変化及び制度・法令変更への対応等を踏まえ、料金以外の供給条件も、様々な変更が盛り込まれている。
- 各事業者の供給条件の変更内容は、需要家に対する影響度合いは様々であるが、いずれについても、**条件を満たした全ての需要家に対して平等に適用されるもの**であり、**不平等であるとまでは言えない**と考えられる。
- また、**①各事業者の供給条件の変更内容**及び**②各事業者が供給条件の変更に関して行っている需要家に対する周知活動の内容**について、次ページ以降に整理した。

主な供給条件の変更内容等

- 各事業者の主な供給条件の変更として、以下が挙げられる。（詳細は次ページ以降を参照）
  - ・電気使用量の通知の書面発行の有料化
  - ・契約振込票の書面発行の有料化
  - ・口座振替割引の廃止
  - ・力率割引・割増の廃止
  - ・使用制限・中止時の割引の廃止
  - ・料金未納等による供給停止期間中の減額制の廃止
  - ・延滞利息加算上限の廃止
  - ・前受金等の廃止
  - ・電化厨房住宅割引の廃止
  - ・一括前払割引の廃止
  - ・料金の窓口払いの廃止
  - ・再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価の事務所掲示の廃止

各供給条件の変更内容等①（1/3）

- 主な供給条件の変更のうち、電気使用量の通知の書面発行の有料化については以下のとおり。

変更内容	電気使用量の通知の書面発行の有料化
概要	電気料金の請求金額及び電気使用量の通知について、書面での通知を希望する需要家から、書面発行に伴う費用相当額（110円（税込））を申し受ける。 対象事業者：北海道電力（2024年2月実施）、北陸電力（2024年4月実施）
需要家への影響	一定の需要家が書面発行に伴う費用相当額（110円（税込））を負担することになる。

各供給条件の変更内容等①（2/3）

- 主な供給条件の変更のうち、電気使用量の通知の書面発行の有料化については以下のとおり。

需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**北海道電力**： ・Ｗｅｂによる通知を利用いただくことで、ペーパーレスによる環境配慮の促進に加え、お客さまへのサービスの向上（※１）につながるものと考えています。 ・また、受益者負担として書面発行に係る費用を申し受けることは、費用に応じたお客さま間の公平性向上に寄与するほか、コスト削減効果を電気料金へ還元することで、将来にわたりお客さま全体のメリットにつながるものと考えています。 ・対象となるお客さまには、十分な周知期間を設けるとともに、事前に変更内容と代替手段をご説明することにより、丁寧に周知（※2）を進めていきます。 ・なお、本見直しによる増収見込み額は約2.6億円であり、電気料金の低減に寄与しています。 ※1：毎月の電気使用量や電気料金の請求金額をWebでいつでも見ることができることに加え、同じ料金プランに加入されているお客さまの平均的な使用量との比較や、電気使用量を月別・日別・時間別で把握して、省エネに役立てることが可能です。 　また、当社の会員制Ｗｅｂサービスでポイントを貯めることができ、貯めたポイントは、提携先ポイントへの移行や商品との交換等にご利用いただけます。 ※2：具体的には、対象となるお客さまへのダイレクトメール送付、戸別に配付するチラシ、当社ホームページの充実化、あらゆる機会による対面でのご説明、コールセンター（フリーダイヤル）でのご説明等により丁寧な周知に努めていきます。 　Ｗｅｂ環境のないお客さまについては、コールセンターへのお問い合わせ等、電気料金の請求額等をお知らせする手段をご案内します。

各供給条件の変更内容等①（3/3）

- 主な供給条件の変更のうち、電気使用量の通知の書面発行の有料化については以下のとおり。

需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**北陸電力**： ・約3.7億円分の原価低減に寄与します。 －書面発行手数料分の控除収益の増加（約1.9億円） －有料化による書面発行希望者の減少見込みに伴う書面発行費用の減少（約1.8億円） ・現状では、書面発行を希望しないお客さまにも書面発行に係る費用をご負担いただいているところ、書面発行を希望するお客さまに、その費用をご負担いただくことで、書面発行を希望せずペーパーレス化にご協力いただいたお客さまの電気料金負担を低減することができ、公平性を確保できます。 ・書面でなく携帯電話（メールやスマホアプリ）やパソコン等によりご確認をしていただくことで、以下のメリットがあります。 －無料で場所・時間を問わず、使用量や電気料金等を確認できます。 －前年実績や類似家庭（モデル）との比較、また、過去の月分実績や30分毎のご使用実績等、書面に比べて省エネ・節電に役立つ詳細な情報を確認できます。 －他にも、ポイント付与等の各種サービスを受けることができます。 ・ペーパーレス化による環境負荷低減に貢献することができます。 （お客さまにご理解いただくための当社の取り組み） ・有料化の実施時期を2024年4月とし、実施までの間に、携帯電話等による簡易かつ無料での確認が可能である旨を、各種媒体を通じて周知・推奨します。 ・携帯電話やパソコン等をお持ちでないお客さまは、当社コールセンターへ連絡（フリーダイヤル・無料）いただければ使用量や電気料金等を回答します。 ・スマートフォン等からのご確認方法がわからない方には対面で説明します。 ・ご契約開始直後の２か月間は書面発行手数料を無料とし、携帯電話やパソコン等によるお知らせを選択いただくための期間を確保します。

各供給条件の変更内容等②（1/2）

- 主な供給条件の変更のうち、契約振込票の書面発行の有料化については以下のとおり。

変更内容	契約振込票の書面発行の有料化
概要	電気料金の支払に関する契約振込票について、書面での通知を希望する需要家から、書面発行に伴う費用相当額（220円（税込））を申し受ける。 対象事業者：北海道電力（2024年2月実施）、北陸電力（2024年4月実施）
需要家への影響	一定の需要家が書面発行に伴う費用相当額（220円（税込））を負担することになる。
需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**北海道電力**： ・口座振替またはクレジットカード支払いを推奨することにより、キャッシュレスとペーパーレスによる環境配慮の促進に加え、お客さまの毎月の支払にかかる負担が軽減されるものと考えています。 ・また、受益者負担として書面発行および振込票の取扱いに係る費用を申し受けることは、費用に応じたお客さま間の公平性向上に寄与するほか、コスト削減効果を電気料金へ還元することで、将来にわたりお客さま全体のメリットにつながるものと考えています。 ・対象となるお客さまには、十分な周知期間を設けるとともに、事前に変更内容と代替手段をご説明することで、丁寧に周知（※1）を進めていきます。 ・なお、本見直しによる増収見込み額は約6.2億円であり、電気料金の低減に寄与しています。 ※1：具体的には、対象となるお客さまへのダイレクトメール送付、戸別に配付するチラシ、当社ホームページの充実化、あらゆる機会による対面でのご説明、コールセンター（フリーダイヤル）でのご説明等により丁寧な周知に努めていきます。

各供給条件の変更内容等②（2/2）

- 主な供給条件の変更のうち、契約振込票の書面発行の有料化については以下のとおり。

需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**北陸電力**： ・約1.4億円分の原価低減に寄与します。 　－書面発行手数料分の控除収益の増加 ・現状では、契約振込票による支払いを希望しないお客さまにも書面発行に係る費用をご負担いただいているところ、書面発行を希望するお客さまに、その費用をご負担いただくことで、口座振替やクレジット支払いを選択し、ペーパーレス化にご協力いただいたお客さまの電気料金負担を低減することができ、公平性を確保できます。 ・口座振替やクレジット支払いを選択された場合、支払い忘れの防止につながるとともに、金融機関やコンビニエンスストア等へ出向く必要がなくなります。 ・ペーパーレス化による環境負荷低減に貢献することができます。 （お客さまにご理解いただくための当社の取り組み） ・有料化の実施時期を2024年4月とし、実施までの間に、書面発行手数料がかからない口座振替やクレジット支払いへの移行について、各種媒体を通じて周知・推奨します。 ・ご契約開始直後の２か月間は書面発行手数料を無料とし、口座振替やクレジット支払いへの移行手続期間を確保します。

各供給条件の変更内容等③（1/2）

- 主な供給条件の変更のうち、口座振替割引の廃止については以下のとおり。

変更内容	口座振替割引の廃止
概要	一部の料金メニューについて、電気料金の支払方法が口座振替の場合で、かつ、初回の振替日に電気料金の支払いがなされた場合、翌月の電気料金から55円（税込）の割引をする措置を行っていたが、これを廃止する。 対象事業者：東京電力EP（2024年10月実施）、北陸電力（2024年4月実施）、中国電力
需要家への影響	一定の需要家に対して適用されていた割引措置が不適用となる。
需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**東京電力EP**： ・本制度の廃止によって見込まれる増収は、今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります。また、業務運営の効率化による費用低減は、同様に今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。 **北陸電力**： ・約1.2億円分の値上げ幅抑制に寄与します。 ・口座振替割引があるにもかかわらず、口座振替の比率が減少し、クレジット支払いの比率が増えている現状を踏まえ、口座振替のみを優遇する本割引を廃止することで、電気料金の引き下げにつなげるとともに、クレジット支払いの選択もしやすくなります。 ・なお、クレジット支払いを選択された場合は、ポイント付与のメリットも想定されます。 （お客さまにご理解いただくための当社の取り組み） ・実施時期を2024年4月とし、実施までの間に、当該変更について、各種媒体を通じて周知・説明します。

各供給条件の変更内容等③（2/2）

- 主な供給条件の変更のうち、口座振替割引の廃止については以下のとおり。

需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**中国電力**： ・口座振替割引は、振込用紙によるお支払いから口座振替への移行を図るために設定したものですが、昨今、口座振替に加えてクレジットカード払いやスマートフォンによる決済など、支払方法が多様化しています。これまで口座振替のお客さまだけに適用されていた口座振替割引相当額を料金の引き下げとして還元することから、全てのお客さまの料金が均霑して引き下げられ、料金負担の軽減につながります。 ・また、支払方法による料金格差の解消により、お客さま間の公平性が確保されます。なお、将来的な費用削減効果が見込まれ、更なる料金負担の軽減につながると考えております。

各供給条件の変更内容等④（1/2）

- 主な供給条件の変更のうち、力率割引・割増の廃止については以下のとおり。

変更内容	力率割引・割増の廃止
概要	一部の料金メニューについて、電気の使用効率を評価する制度として、力率85%を上回る場合は基本料金を5%割引し、85%を下回る場合は基本料金を5%割増しする力率割引・割増制度を導入していたが、これを廃止する。 対象事業者：北海道電力（2025年4月実施）、東京電力EP（2024年10月実施）、北陸電力（2024年4月実施）、中国電力
需要家への影響	一定の需要家に対して適用されていた割引等の措置が不適用となる。
需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**北海道電力**： ・電気機器の取替時などにおいて当該割引等の適用に係る申込が不要になることで手続きが簡素化されるものと考えています。 ・また、当該割引等を電気料金に反映させるための業務処理やシステム機能の簡素化等により効率化を図ることで、コスト削減効果を電気料金へ還元することは、将来にわたりお客さま全体のメリットにつながるものと考えています。 ・なお、本見直しによる増収分は料金単価の低減に反映しております。 **東京電力EP**： ・割増しの適用を受けている方は、割増しの適用を受けなくなるメリットがあります。割引きの適用を受けている方は、低圧電力、臨時電力においては、基本料金単価を割引き後水準として負担が生じないようにしております（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。

各供給条件の変更内容等④（2/2）

- 主な供給条件の変更のうち、力率割引・割増の廃止については以下のとおり。

需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**北陸電力**： ・高効率機器の普及等を背景に、低圧託送制度においては「力率割引・割増」が設定されていないことを踏まえ、小売契約においてお客さまに力率割引・割増を実施する理由を説明することが難しくなっており、力率割引・割増を廃止することで、料金制度のわかりやすさ向上と、お客さま間の公平性を確保できます。 ・力率割増のお客さまには負担減となります。 ・お客さまにお願いしていた、当社への負荷設備の仕様書提出や機器確認のための現地立合いが不要となります。 （お客さまにご理解いただくための当社の取り組み） ・実施時期を2024年4月とし、実施までの間に、当該変更について、各種媒体を通じて周知・説明します。 **中国電力**： ・力率割引・割増し制度の廃止にあたっては、あらかじめ割引を織り込んだ基本料金を設定することとしたため、この割引制度の廃止によって、お客さまの料金負担は増加しません。

各供給条件の変更内容等⑤（1/2）

- 主な供給条件の変更のうち、使用制限・中止時の割引の廃止については以下のとおり。

変更内容	使用制限・中止時の割引の廃止
概要	自然災害に伴う送配電設備の故障や設備保全工事等による停電など、一般送配電事業者の都合により需要家の電気の使用が制限または中止される場合に、その1日につき基本料金等を4%割引していたが、これを廃止する。 対象事業者：北海道電力（2025年4月実施）、東京電力EP、中国電力
需要家への影響	一定の需要家に対して適用されていた割引措置が不適用となる。
需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**北海道電力**： ・これまで割引対象となっていた特定のお客さまだけではなく、すべてのお客さまに対して割引原資を配分できるものと考えています。 ・また、当該割引を電気料金に反映させるための業務処理やシステム機能の簡素化等により効率化を図ることで、コスト削減効果を電気料金へ還元することは、将来にわたりお客さま全体のメリットにつながるものと考えています。 **東京電力EP**： ・本制度の廃止によって見込まれる増収は、今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります。また、業務運営の効率化による費用低減は、同様に今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。

各供給条件の変更内容等⑤（2/2）

- 主な供給条件の変更のうち、使用制限・中止時の割引の廃止については以下のとおり。

需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**中国電力**： ・これまで対象のお客さまだけに適用されていた制限中止割引相当額を料金の引き下げとして還元することから、全てのお客さまの料金が均霑して引き下げられ、料金負担の軽減につながります。 ・なお、将来的な費用削減効果が見込まれ、更なる料金負担の軽減につながると考えています。 ・また、制限中止割引は、当社の自由料金では既に廃止していることから、規制料金と自由料金の供給条件の公平性および整合性が確保できます。

各供給条件の変更内容等⑥

- 主な供給条件の変更のうち、料金未納等による供給停止期間中の減額制の廃止については以下のとおり。

変更内容	料金未納等による供給停止期間中の減額制の廃止
概要	原因者が特定される供給停止（特定の需要家の電気料金の未納を理由とした供給停止等）があった場合、当該停止期間中については基本料金の減額等をする措置を行っていたが、これを廃止する。 対象事業者：北陸電力（2024年4月実施）
需要家への影響	一定の需要家に対して適用されていた減額措置が不適用となる。
需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**北陸電力**： ・料金減額がなくなる結果、一定程度の値上げ幅抑制に寄与します。 ・支払期日までに支払うお客さまと、期日経過後に支払うお客さまとの公平性の確保につながります。 （お客さまにご理解いただくための当社の取り組み） ・実施時期を2024年4月とし、実施までの間に、当該変更について、各種媒体を通じて周知・説明します。

各供給条件の変更内容等⑦

- 主な供給条件の変更のうち、延滞利息加算上限の廃止については以下のとおり。

変更内容	延滞利息加算上限の廃止
概要	電気料金が支払期日を経過しても支払われない場合に発生する延滞利息について、当面の経過措置として上限額（未納電気料金の3%相当額）を設定していたが、これを廃止する。 対象事業者：北陸電力（2024年4月実施）、中国電力
需要家への影響	一定の需要家に対して、上限額（未納電気料金の3%相当額）を超えて延滞利息が発生し得る。
需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**北陸電力**： ・延滞利息上限がなくなる結果、一定程度の値上げ幅抑制に寄与します。 ・支払期日までに支払うお客さまと、期日経過後に支払うお客さまとの公平性の確保につながります。 （お客さまにご理解いただくための当社の取り組み） ・実施時期を2024年4月とし、実施までの間に、当該変更について、各種媒体を通じて周知・説明します。 **中国電力**： ・早遅収料金制度廃止に伴う経過措置として導入した供給条件であり、導入から６年経過していることを踏まえ、廃止するものです。なお、早期料金支払いのインセンティブとなるため、将来的な費用削減効果が見込まれ、お客さまの料金負担の軽減につながると考えています。

各供給条件の変更内容等⑧

- 主な供給条件の変更のうち、前受金等の廃止については以下のとおり。

変更内容	前受金等の廃止
概要	需要家から前受金、前払金及び予納金を申し受けることを廃止する。 対象事業者：北海道電力、東京電力EP ※東京電力EPについては「保証金」を申し受けることも廃止する。
需要家への影響	需要家の事業者に対する前受金等の受け渡しがなされなくなる。 なお、各対象事業者において、近年適用事例は確認できないとのことである。
需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**北海道電力**： ・電気の使用開始前にあらかじめ電気料金をご用意いただくことや、支払のために来所いただくこと等のお客さまの手間がなくなるものと考えています。 ・また、業務処理の簡素化を図ることで、コスト削減効果を電気料金へ還元することは、将来にわたりお客さま全体のメリットにつながるものと考えています。 ・なお、近年では適用事例はないことから、お客さまにデメリットは生じないものと考えています。 **東京電力EP**： ・適用例がないことから、お客さまメリットはないがデメリットもないと考えています（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。

各供給条件の変更内容等⑨

- 主な供給条件の変更のうち、電化厨房住宅割引の廃止については以下のとおり。

変更内容	電化厨房住宅割引の廃止
概要	一部の料金メニューについて、需要家が定格電圧200VのIHクッキングヒーター等を使用している場合に、毎月の電気料金から3%の割引（毎月の割引上限額は550円）していたが、これを廃止する。 対象事業者：東京電力EP（2024年10月実施）
需要家への影響	一定の需要家に対して適用されていた割引措置が不適用となる。
需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**東京電力EP**： ・本制度の廃止によって見込まれる増収は、今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります。また、業務運営の効率化による費用低減は、同様に今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。

各供給条件の変更内容等⑩

- 主な供給条件の変更のうち、一括前払割引の廃止については以下のとおり。

変更内容	一括前払割引の廃止
概要	一部の料金メニューについて、口座振替により半年間又は1年間分の電気料金を一括して前払いした場合に、電気料金の割引をしていたが、これを廃止する。 対象事業者：東京電力EP（2023年6月に新規適用を廃止し、2024年10月以降に契約満了を迎える需要家から順次廃止）
需要家への影響	一定の需要家に対して適用されていた割引措置が不適用となる。
需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**東京電力EP**： ・本制度の廃止によって見込まれる増収は、今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります。また、業務運営の効率化による費用低減は、同様に今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。

各供給条件の変更内容等⑪（1/2）

- 主な供給条件の変更のうち、料金の窓口払いの廃止については以下のとおり。

変更内容	料金の窓口払いの廃止
概要	事務所窓口における電気料金等の収納業務を廃止する。 対象事業者：北海道電力、東北電力、東京電力EP、北陸電力、四国電力
需要家への影響	事務所窓口において電気料金等を支払うことができなくなる。
需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**北海道電力**： ・決済手段の拡充をはかってきたことにより、コンビニ払い等、お客さまにとってよりお近くで便利に支払いできる環境構築に寄与しているものと考えています。 ・また、業務処理や各種設備等の効率化を図り、コスト削減効果を電気料金へ還元することは、将来にわたりお客さま全体のメリットにつながるものと考えています。 ・なお、近年では当社窓口以外でのお支払いが定着し、窓口支払いの実績はありません。 **東北電力**： ・これまでも事業所の統廃合を通じて効率化に努めてきたところ、今後も第一線組織の販売業務・間接業務の運営体制見直しにより人員効率化に努めていきます。そうした取組みのなかで、電気料金の窓口支払に係る業務の取扱いを見直し、効率化に努めることで全体的なコスト削減につながるほか、見直しした業務量について、新料金プラン・サービスの開発を通じてお客さまに還元したいと考えています。

各供給条件の変更内容等⑪（2/2）

- 主な供給条件の変更のうち、料金の窓口払いの廃止については以下のとおり。

需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**東京電力EP**： ・支払い方法の多様化に応える体制整備を背景に、料金の収納業務を行う窓口（１箇所）で収納した件数はないことから、お客さまメリットはないがデメリットもないと考えています（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。 **北陸電力**： ・至近（５年間）において、当社窓口での支払い実績はありません。 ・なお、金融機関に加え、24時間営業のコンビニエンスストアやドラッグストア等、当社窓口以外での電気料金の支払いが定着しております。 **四国電力**： ・当社窓口での電気料金収納を終了することに伴う事務コストの削減により、中長期的な電気料金の低減に寄与するものと考えています。 ・なお、従来の支払方法（振込用紙・口座振替・クレジットカード）に加え、コンビニエンスストアの端末機を利用した店頭決済サービスを導入しており、振込用紙を持っていないお客さまも当社窓口以外でお支払いができる環境を整えていることから、影響は限定的と考えています。

各供給条件の変更内容等⑫（1/3）

- 主な供給条件の変更のうち、再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価の事務所掲示の廃止については以下のとおり。

変更内容	再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価の事務所掲示の廃止
概要	再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価について、事務所における掲示を廃止する。 対象事業者：全事業者
需要家への影響	事務所において再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価に係る掲示内容を閲覧することができなくなる。
需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**北海道電力**： ・当社ウェブサイト等でのお知らせ内容を充実化させ、場所・時間を問わずご確認が可能となっている点は、お客さまの利便性向上に寄与しているものと考えています。 ・なお、お客さまが事務所に来所され、単価について説明の要望があった場合には、引き続き対面で丁寧にご説明をしていきます。 **東北電力**： ・これまでも事業所の統廃合を通じて効率化に努めてきたところ、今後も第一線組織の販売業務・間接業務の運営体制見直しにより人員効率化に努めていきます。そうした取組みのなかで、店頭掲示に係る業務の取扱いを見直し、効率化に努めることで全体的なコスト削減につながるほか、見直しした業務量について、新料金プラン・サービスの開発を通じてお客さまに還元したいと考えています。

各供給条件の変更内容等⑫（2/3）

- 主な供給条件の変更のうち、再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価の事務所掲示の廃止については以下のとおり。

需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**東京電力EP**： ・インターネットの普及に加え、あらかじめ検針票などにより月々の再エネ賦課金単価および燃料費調整単価をお知らせしているため、お客さまメリットはないがデメリットもないと考えています（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。 **北陸電力**： ・再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価を閲覧する目的で、事業所窓口へ来社される事例はありません。 ・なお、当社ＨＰ上でも毎月掲示しており、いつでも閲覧が可能となっております。 ・また、コールセンターへご連絡（フリーダイヤル・無料）いただければ、再エネ賦課金単価および燃料費調整単価を回答します。 **中国電力**： ・再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価はホームページ等により広く公開しており、利便性は高いです。なお、将来的には掲示にかかる費用削減効果が見込まれ、お客さまの料金負担の軽減につながると考えています。

各供給条件の変更内容等⑫（3/3）

- 主な供給条件の変更のうち、再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価の事務所掲示の廃止については以下のとおり。

需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	**四国電力**： ・事務所掲示の廃止に伴う事務コストの削減及び紙資源の節約により、中長期的な電気料金の低減及び環境負荷の低減に寄与するものと考えています。 ・また、再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価をインターネット上のウェブサイトに掲載することにより、即時にかつ広範囲に周知できることから影響は限定的と考えています。 ・なお、上記とは別に、検針票や会員制Ｗｅｂサービス等を活用し両単価を印字して個別に周知しています。 **沖縄電力**： ・お支払方法の多様化等により窓口への来店機会が殆どなくなっていることに加え、当社HPや検針票においても再エネ賦課金単価等を掲載していることから、事務所掲示により確認するお客さまは極めて限定的と考えていますが、仮に事務所へ確認に来られたお客さまに対しても個別に対応することで、お客さまサービスの低下は発生しないものと考えています。 ・廃止により業務効率化することでコスト削減を図り、電気料金の低減に資すると考えています。

その他の供給条件の変更内容

- その他の供給条件の変更として、内容の性質上、需要家の利益に対して影響が及ぶことが原則として想定されないものや、現在適用事例が確認できないものなどがあり、例として以下が挙げられる。
- 以下の変更内容のほか、各事業者において、既存の運用の明確化に関する変更や電気料金の支払い等に関する細則的な変更、その他付随的な変更なども存在する。

変更内容	概要
契約期間（年度単位に変更）	契約期間を年度単位に見直す。 対象事業者：北海道電力、東北電力、四国電力、沖縄電力
保証金預託時の利息の廃止	需要家が電気料金を支払期日を経過してなお支払わなかった場合等に申し受けることがある保証金について、保証金預託時における利息は不発生とする。 対象事業者：北海道電力、東京電力EP、北陸電力、沖縄電力 (ただし、現在適用事例なし)
共同住宅特例の廃止	約款上、別の契約ができないような共同住宅のケース（下宿及び寄宿舎等）において、需要家の共同住宅における料金算定に係る取扱いを廃止する。 対象事業者：沖縄電力（ただし、現在適用事例なし）
法的分離対応（託送供給等約款の規定を考慮・参照して行った変更を含む）	小売部門及び託送供給部門の法的分離並びに託送供給等約款の規定を考慮・参照して、既存規定の見直しをする。 対象事業者：東北電力、東京電力EP、北陸電力、四国電力、沖縄電力
制度・法令名等の改正対応	制度・法令の改正等（配電事業のライセンス制の新設、指定区域供給制度の新設、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法の法令名の変更等）に伴い、既存規定の見直しをする。 対象事業者：北海道電力、東北電力、四国電力、沖縄電力

（出典）各事業者からの回答を事務局で整理

【論点６】需要家に対する供給条件の変更（電気料金改定以外）の周知活動

- 自社ホームページ内で供給条件の説明をしたり、問い合わせ専用ダイヤルを設けるなど情報媒体を活用することで、需要家に対する供給条件の変更の周知を実施していることを確認した。

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
①自社ホームページ内で供給条件の変更内容を説明している。	○	○	○	○	○	○	○
②供給条件の変更のお知らせを文書又は電子メールで通知している。	○ 紙面の都合から自社HPへ誘導	○ 紙面の都合から自社HPへ誘導	△	○	○ 紙面の都合から自社HPへ誘導	○ 紙面の都合から自社HPへ誘導	○ 紙面の都合から自社HPへ誘導
③消費者団体又は自治体等への説明を実施している。	○ 消費者団体45 自治体等772	△	○ 消費者団体27 自治体等261	○ 消費者団体40 自治体等101	○ 消費者団体472 自治体等173	○ 消費者団体11 自治体等95	○ 消費者団体3 自治体等34
④問い合わせ専用ダイヤルを設けている。	○	○	○	○	○	○	○
⑤その他	• 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施（③）	• 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施予定（③） 東北電力補足：実質的にお客さま影響がない変更の為個別説明未実施。今後値上内容と併せて説明予定	• 各家庭へお知らせ文書を送付予定（②） • 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施（③）	• 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施（③）	• 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施（③）	• 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施（③）	• 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施予定（③）

（注）○：実施している、△：今後実施予定、－：実施しない

（出典）各事業者からの回答を事務局で整理

【参考】電気料金改定に関する問い合わせ対応（７事業者）①

- 下表のとおり、各事業者とも、需要家に対する**電気料金改定に関する問い合わせ対応**のため、専用ダイヤルを設置し、**問い合わせ先・受付時間などを自社ホームページにて公表していることを確認**した。

	北海道電力	東北電力
問い合わせ先	特設コールセンター ０１２０－７００－６８９	低圧電気料金見直しお問い合わせ窓口 ０１２０－３９３－０４３
受付時間	月～金曜日9:00～17:00	月～金曜日9:00～17:00
URL	https://www.hepco.co.jp/price_revise/index.html ホーム＞電気料金の見直しに関するお願いについて	https://www.tohoku-epco.co.jp/dprivate/dryokinkaitei/ トップページ＞小売規制料金等の値上げについて＞個人のお客さま＞電気料金の値上げについて（低圧）
備考	低圧の自由料金メニューの値上げに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応	低圧の自由料金メニューの値上げに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

（出典）各事業者ホームページより事務局で作成

【参考】電気料金改定に関する問い合わせ対応（７事業者）②

	東京電力EP	北陸電力
問い合わせ先	低圧電気料金見直しに関するお問い合わせ先（規制料金メニューをご契約中のお客さま） ０１２０－９９５－４２１	お客さまサービスセンター ０１２０－０１２４３３
受付時間	月～土曜日9:00～17:00	月～日曜日（祝日含む）9:00～18:00
URL	https://www.tepco.co.jp/ep/private/plan/teiatsu_minaoshi.html HOME＞低圧の料金メニューの見直し内容はこちら＞お問い合わせ先	https://www.rikuden.co.jp/rate/inquiry.html TOP＞電気料金の改定について＞規制料金メニューのお客さま＞インフォメーション お問い合わせ先
備考	低圧の自由料金メニューの値上げに関する問い合わせは、別途、問い合わせ先（0120-995-723）を設けて対応	低圧の自由料金メニューの値上げに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

（出典）各事業者ホームページより事務局で作成

【参考】電気料金改定に関する問い合わせ対応（７事業者）③

	中国電力	四国電力
問い合わせ先	電気料金見直しに関するお問い合わせ先 ０１２０－１２０－６７７	特設受付センター ０１２０－１２８－０４３
受付時間	月～日曜日（祝日含む）9:00～20:00	月～金曜日9:00～17:00
URL	https://www.energia-support.com/pricerevision/index.html HOME＞電気料金の見直しに関するお知らせ（低圧のお客さま）	https://www.yonden.co.jp/publish/page_24.html HOME＞規制料金の値上げ申請について
備考	低圧の自由料金メニューの値上げに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応	低圧の自由料金メニューの値上げに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

（出典）各事業者ホームページより事務局で作成

【参考】電気料金改定に関する問い合わせ対応（７事業者）④

	沖縄電力
問い合わせ先	お問い合わせ先 ０１２０－５８６－７０４
受付時間	月～金曜日8:30～17:00
URL	https://www.okiden.co.jp/common/ryoukinkaitei/index.html ホーム＞ 個人・法人のお客様＞ 電気料金の改定について
備考	低圧の自由料金メニューの値上げに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

（出典）各事業者ホームページより事務局で作成

【参考】電気料金・電気使用量などに関する問い合わせ対応（７事業者）①

- 下表のとおり、各事業者とも、需要家に対する電気料金改定に関する問い合わせ対応のほか、**電気料金や電気使用量などに関する問い合わせ対応**のため、コールセンターなどを設置し、**問い合わせ先・受付時間などを自社ホームページにて公表していることを確認**した。

	北海道電力	東北電力
問い合わせ先	道北統括支社（※地域毎に８事業所あり） ０１２０－０７－５１５４（※）	各種お問い合わせ ０５７０－５５０－２２０
受付時間	月～金曜日9:00～17:00	月～金曜日9:00～17:00
URL	https://www.hepco.co.jp/corporate/company/branch/index.html ホーム＞企業・IR情報＞会社情報＞お近くのほくでん一覧（ご契約、ご使用量、ご請求などに関する問い合わせ）	https://www.tohoku-epco.co.jp/dprivate/inquery/call/ トップページ＞個人のお客さま＞電気・ご契約のお手続きやお問い合わせ＞各種お問い合わせ（電話）
備考	低圧の自由料金メニューに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応	低圧の自由料金メニューに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

（出典）各事業者ホームページより事務局で作成

【参考】電気料金・電気使用量などに関する問い合わせ対応（７事業者）②

	東京電力EP	北陸電力
問い合わせ先	カスタマーセンター （規制料金プランでご契約中のお客さま） ０１２０－９９５－００１	申込み・その他に関するお問い合わせ ０１２０－７７６４５３
受付時間	月～土曜日9:00～17:00	月～金曜日9:00～17:00
URL	https://www.tepco.co.jp/ep/support/cc/index-j.html HOME＞ 各種手続き・サポート＞ 電気とガスの開通・各種手続き・サポート＞ サポート＞ カスタマーセンターへのお問い合わせ＞ お問い合わせ・カスタマーセンター＞ カスタマーセンターのご案内＞ 規制料金プランでご契約中のお客さま	https://www.rikuden.co.jp/info/inquiry.html TOP＞ 各種お問い合わせ＞ 各種お問い合わせ窓口（お電話でのお問い合わせ　申込み・その他に関するお問い合わせ）
備考	低圧の自由料金メニューに関する問い合わせは、別途、問い合わせ先（0120-995-113）で対応	低圧の自由料金メニューに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

（出典）各事業者ホームページより事務局で作成

【参考】電気料金・電気使用量などに関する問い合わせ対応（７事業者）③

	中国電力	四国電力
問い合わせ先	カスタマーセンター ０１２０－１８１－２１０（※）	カスタマーセンター ０１２０－４１０－７６１（※）
受付時間	月～金曜日9:00～20:00	月～金曜日9:00～17:00
URL	https://www.energia.co.jp/office/add-sales.html HOME＞企業・IR・採用情報＞事業所一覧＞セールスセンターのお問い合わせフリーダイヤル（お引越し・電気の契約・料金に関するお問い合わせ先）	https://www.yonden.co.jp/contact/kagawa/index.html HOME＞お問い合わせ＞引越し・電気料金・契約等についてのお問い合わせ
	※管轄セールスセンター（エリア）単位で番号を設定（上記は鳥取統括セールスセンターエリアの番号を記載）	※管轄営業所（エリア）単位で番号を設定（上記は香川支店エリアの番号を記載）
備考	低圧の自由料金メニューに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応	低圧の自由料金メニューに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

（出典）各事業者ホームページより事務局で作成

【参考】電気料金・電気使用量などに関する問い合わせ対応（７事業者）④

	沖縄電力
問い合わせ先	料金・その他のお問い合わせ ０１２０－５８６－３９１
受付時間	月～金曜日8:30～17:00
URL	https://www.okiden.co.jp/common/contact/ ホーム＞ 個人・法人のお客様＞ お問い合わせ先（料金・その他のお問い合わせ）
備考	低圧の自由料金メニューに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

（出典）各事業者ホームページより事務局で作成

【参考】北海道電力の特定小売供給約款メニュー（低圧・補正後総原価ベース）

名称		定額電灯 （電灯料金）		従量電灯					
				（従量電灯A）		（従量電灯B）		（従量電灯C）	
適用範囲		電灯または小型機器を使用する需要で、その総容量が400ボルトアンペア以下であるもの		電灯または小型機器を使用する需要最大電流が5アンペア以下、かつ、定額電灯が適用できない場合		電灯または小型機器を使用する需要契約電流が10アンペア以上60アンペア以下 低圧電力と組み合わせる場合、契約電流と契約電力との合計が50キロワット未満		電灯または小型機器を使用する需要契約容量が6キロボルトアンペア以上であり、かつ原則50キロボルトアンペア未満 低圧電力と組み合わせる場合、契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満	
区分			申請単価		申請単価		申請単価		申請単価
料金	基本料金（円/月）	（1契約）	93.50	（最初の9kWhまで）	415.80	（30Aの場合）	1,122.00	（1kVA）	374.00
	電力量料金（円/kWh）	10Wまで	141.90	（上記超過1kWhごと）	36.74	（120kWhまで）	36.74	（120kWhまで）	36.74
		20Wまで	266.20			（280kWhまで）	44.11	（280kWhまで）	44.11
		40Wまで	514.80			（280kWh超過）	48.08	（280kWh超過）	48.08
		60Wまで	763.40						
		100Wまで	1,260.60			最低月額料金	415.80		
		上記超過50Wごと	630.30						
備考									

名称		臨時電灯 （臨時電灯A）		公衆街路灯 （公衆街路灯A：電灯料金）		低圧電力		臨時電力 （従量制供給の場合）		農事用電力	
適用範囲		電灯または小型機器を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 総容量が3キロボルトアンペア以下		公衆のために設置された電灯または小型機器 総容量が1キロボルトアンペア未満		動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満 従量電灯と組み合わせる場合、契約電流または契約容量と契約電力の合計が50キロワット未満		動力を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 契約電力が原則50キロワット未満		農事用のかんがい排水のために動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満	
区分			申請単価		申請単価		申請単価		申請単価		申請単価
料金	基本料金（円/月）			（1契約）	82.50	（1kWにつき）	1,343.10	（1kWにつき）	低圧電力の20%増し	（1kWにつき）	782.10
	電力量料金（円/kWh）	50VAまで	18.43	10Wまで	127.60	（1kWhにつき）	30.39	（1kWhにつき）	36.47	（1kWhにつき）	27.74
		100VAまで	36.85	20Wまで	239.80						
		500VAまでの100VAごと	36.85	40Wまで	463.10						
		1kVAまで	368.50	60Wまで	687.50						
		3kVAまでの1kVAごと	368.50	100Wまで	1,134.10						
				上記超過50Wごと	567.60						
備考		単位は、1契約1日につき									

（注）料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】東北電力の特定小売供給約款メニュー（低圧・補正後総原価ベース）

名称		定額電灯 （電灯料金）		従量電灯					
				（従量電灯A）		（従量電灯B）		（従量電灯C）	
適用範囲		電灯または小型機器を使用する需要で、その総容量が400ボルトアンペア以下であるもの		電灯または小型機器を使用する需要最大電流が5アンペア以下、かつ、定額電灯が適用できない場合		電灯または小型機器を使用する需要契約電流が10アンペア以上60アンペア以下 低圧電力と組み合わせる場合、契約電流と契約電力との合計が50キロワット未満		電灯または小型機器を使用する需要契約容量が6キロボルトアンペア以上であり、かつ原則50キロボルトアンペア未満 低圧電力と組み合わせる場合、契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満	
区分			申請単価		申請単価		申請単価		申請単価
料金	基本料金（円/月）	（1契約）	60.50	（最初の7kWhまで）	387.01	（30Aの場合）	1,273.80	（1kVA）	424.60
	電力量料金（円/kWh）	10Wまで	121.91	（上記超過1kWhごと）	29.33	（120kWhまで）	29.33	（120kWhまで）	29.33
		20Wまで	223.96			（300kWhまで）	36.45	（300kWhまで）	36.45
		40Wまで	428.16			（300kWh超過）	41.12	（300kWh超過）	41.12
		60Wまで	632.40						
		100Wまで	1,040.75			最低月額料金	387.01		
		上記超過100Wごと	1,040.75						
備考									

名称		臨時電灯 （臨時電灯A）		公衆街路灯 （公衆街路灯A：電灯料金）		低圧電力		臨時電力 （従量制供給の場合）		農事用電力 （農事用電力A）	
適用範囲		電灯または小型機器を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 総容量が3キロボルトアンペア以下		公衆のために設置された電灯または小型機器 総容量が1キロボルトアンペア未満		動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満 従量電灯と組み合わせる場合、契約電流または契約容量と契約電力の合計が50キロワット未満		動力を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 契約電力が原則50キロワット未満		農事用のかんがい排水のために動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満	
区分			申請単価		申請単価		申請単価		申請単価		申請単価
料金	基本料金（円/月）			（1契約）	55.00	（1kWにつき）	1,359.19	（1kWにつき）	低圧電力の20%増し	（1kWにつき）	721.19
	電力量料金（円/kWh）	50VAまで	12.01	10Wまで	114.93	夏季	27.21	夏季	30.51	夏季	23.12
		100VAまで	24.01	20Wまで	212.19	その他季	25.76	その他季	28.78	その他季	22.04
		500VAまでの100VAごと	24.01	40Wまで	406.82						
		1kVAまで	240.30	60Wまで	601.49						
		3kVAまでの1kVAごと	240.30	100Wまで	990.70						
				上記超過100Wごと	990.70						
備考		単位は、1契約1日につき				夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月		夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月		夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月	

（注）料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】東京電力EPの特定小売供給約款メニュー（低圧・補正後総原価ベース）

名称	定額電灯（電灯料金）		従量電灯（従量電灯A）		従量電灯（従量電灯B）		従量電灯（従量電灯C）	
適用範囲	電灯または小型機器を使用する需要 総容量が400ボルトアンペア以下		電灯または小型機器を使用する需要 最大電流が5アンペア以下 定額電灯を適用できないこと		電灯または小型機器を使用する需要 契約電流が10アンペア以上であり、かつ、60アンペア以下 低圧電力とあわせて契約する場合、契約電流と契約電力との合計が50キロワット未満		電灯または小型機器を使用する需要 契約容量が6キロボルトアンペア以上であり、かつ、原則50キロボルトアンペア未満 低圧電力とあわせて契約する場合、契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満	
区分		申請単価		申請単価		申請単価		申請単価
料金(円)	需要家料金 （1契約につき）	55.00	最低料金 （最初の8kWhまで）	327.84	基本料金 （30A）	885.72	基本料金 （1kVAにつき）	295.24
	電灯料金（1灯につき）		電力量料金		電力量料金（1kWhにつき）		電力量料金（1kWhにつき）	
	10Wまで	169.95	（上記超過1kWhにつき）	30.80	最初の120kWhまで	30.80	最初の120kWhまで	30.80
	10Wをこえ20Wまで	290.40			120kWhをこえ300kWhまで	37.40	120kWhをこえ300kWhまで	37.40
	20Wをこえ40Wまで	531.30			上記超過	41.49	上記超過	41.49
	40Wをこえ60Wまで	772.20						
	60Wをこえ100Wまで	1,254.00			最低月額料金			
	上記超過100Wまでごと	1,254.00			（1契約につき）	327.84		
備考								

名称	臨時電灯（臨時電灯A）		公衆街路灯（公衆街路灯A：電灯料金）		低圧電力		臨時電力（従量制供給の場合）		農事用電力	
適用範囲	電灯または小型機器を使用し、契約使用期間が1年未満の需要 総容量が3キロボルトアンペア以下		公衆のために設置された電灯または小型機器を使用する需要 総容量が1キロボルトアンペア未満		動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満 従量電灯とあわせて契約する場合、契約電流または契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満		動力を使用し、契約使用期間が1年未満の需要 契約電力が5kWをこえ、かつ、原則50キロワット未満		農事用のかんがい排水のために動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満	
区分		申請単価		申請単価		申請単価		申請単価		申請単価
料金(円)	（1契約1日につき）		需要家料金		基本料金	1,138.46	基本料金	低圧電力の	基本料金	
	50VAまで	10.75	（1契約につき）	49.50	（1kWにつき）	（1,081.54）	（1kWにつき）	20%増し	（1kWにつき）	456.46
	50VAをこえ100VAまで	21.51	電灯料金（1灯につき）		電力量料金（1kWhにつき）		電力量料金（1kWhにつき）		電力量料金（1kWhにつき）	
	100VAをこえ500VAまでの場合100VAまでごと	21.51	10Wまで	157.75	夏季	28.29	夏季	33.95	夏季	24.04
	500VAをこえ1kVAまで	215.14	10Wをこえ20Wまで	271.49	その他季	26.72	その他季	32.07	その他季	22.86
	1kVAをこえ3kVAまでの場合1kVAまでごと	215.14	20Wをこえ40Wまで	498.97						
			40Wをこえ60Wまで	726.45						
			60Wをこえ100Wまで	1,181.41						
			上記超過100Wまでごと	1,181.41						
備考					申請単価の（ ）内は、2024年10月分料金以降の単価 夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月		夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月		夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月	

（注）料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】北陸電力の特定小売供給約款メニュー（低圧・補正後総原価ベース）

名称		定額電灯 （電灯料金）		従量電灯					
				（従量電灯A）		（従量電灯B）		（従量電灯C）	
適用範囲		電灯または小型機器を使用する需要で、その総容量が400ボルトアンペア以下であるもの		電灯または小型機器を使用する需要 最大電流が5アンペア以下、かつ、定額電灯が適用できない場合		電灯または小型機器を使用する需要 契約電流が10アンペア以上60アンペア以下 低圧電力と組み合わせる場合、契約電流と契約電力との合計が50キロワット未満		電灯または小型機器を使用する需要 契約容量が6キロボルトアンペア以上であり、かつ原則50キロボルトアンペア未満 低圧電力と組み合わせる場合、契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満	
料金	基本料金 （円/月）	（1契約）	59.40	（最初の8kWhまで）	312.27	（30Aの場合）	907.50	（1kVA）	302.50
	電力量料金 （円/kWh）	10Wまで	111.29	（上記超過1kWhごと）	30.43	（120kWhまで）	30.43	（120kWhまで）	30.43
		20Wまで	202.77			（300kWhまで）	37.03	（300kWhまで）	37.03
		40Wまで	385.74			（300kWh超過）	39.97	（300kWh超過）	39.97
		60Wまで	568.72						
		100Wまで	934.66			最低月額料金	302.50		
		上記超過100Wごと	934.66						
備考									

名称		臨時電灯 （臨時電灯A）		公衆街路灯 （公衆街路灯A：電灯料金）		低圧電力		臨時電力 （従量制供給の場合）		農事用電力 （農事用電力A）	
適用範囲		電灯または小型機器を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 総容量が3キロボルトアンペア以下		公衆のために設置された電灯または小型機器 総容量が1キロボルトアンペア未満		動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満 従量電灯と組み合わせる場合、契約電流または契約容量と契約電力の合計が50キロワット未満		動力を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 契約電力が原則50キロワット未満		農事用のかんがい排水のために動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満	
料金	基本料金 （円/月）			（1契約）	53.90	（1kWにつき）	1,226.50	（1kWにつき）	低圧電力の20%増し	（1kWにつき）	577.50
	電力量料金 （円/kWh）	50VAまで	11.35	10Wまで	104.29	夏季	26.62	夏季	31.94	夏季	21.34
		100VAまで	22.73	20Wまで	190.98	その他季	26.62	その他季	31.94	その他季	21.34
		500VAまでの100VAごと	22.73	40Wまで	364.36						
		1kVAまで	227.23	60Wまで	537.72						
		3kVAまでの1kVAごと	227.23	100Wまで	884.49						
				上記超過100Wごと	884.49						
備考		単位は、1契約1日につき				夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月		夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月		夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月	

（注）料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】中国電力の特定小売供給約款メニュー（低圧・補正後総原価ベース）

名称		定額電灯 （電灯料金）		従量電灯 （従量電灯A）		従量電灯 （従量電灯B）		臨時電灯 （臨時電灯A）		公衆街路灯 （公衆街路灯A：電灯料金）	
適用範囲		電灯または小型機器を使用する需要 総容量が400ボルトアンペア以下であるもの		電灯または小型機器を使用する需要 最大需要容量が6キロボルトアンペア未満 低圧電力とあわせて契約する場合は、最大需要容量と契約電力との合計が50キロワット未満 定額電灯を適用できないこと		電灯または小型機器を使用する需要 契約容量が6キロボルトアンペア以上であり、かつ、原則50キロボルトアンペア未満 低圧電力とあわせて契約する場合は、契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満		電灯または小型機器を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 総容量が3キロボルトアンペア以下		公衆のために設置された電灯または小型機器を使用する需要 総容量が1キロボルトアンペア未満	
料金	基本料金（円/月）	（1契約につき）	110.00	（最初の15kWhまで）	698.81	（1kVAにつき）	453.90			（1契約につき）	104.50
	電力量料金 （円/kWh）	10Wまで	107.89	120kWhまで	31.86	120kWhまで	28.89	50VAまで	12.08	10Wまで	102.39
		20Wまで	189.38	300kWhまで	41.43	300kWhまで	38.02	100VAまで	24.12	20Wまで	180.58
		40Wまで	352.35	300kWh超過	44.54	300kWh超過	40.81	500VAまでの100VAごと	24.12	40Wまで	338.05
		60Wまで	515.34					1kVAまで	241.32	60Wまで	494.44
		100Wまで	841.28					3kVAまでの1kVAごと	241.32	100Wまで	808.28
		上記超過50Wごと	420.65							上記超過50Wごと	404.15
備考								単位は、1契約1日につき			

名称		低圧電力		臨時電力 （従量制供給の場合）		農事用電力 （農事用電力A）	
適用範囲		動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満 従量電灯とあわせて契約する場合、最大需要容量または契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満		動力を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 契約電力が原則50キロワット未満		農事用のかんがい排水のために動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満	
料金	基本料金（円/月）	（1kWにつき）	1,202.85	（1kWにつき）	低圧電力の20%増し	（1kWにつき）	862.02
	電力量料金 （円/kWh）	夏季	28.31	夏季	34.03	夏季	22.01
		その他季	25.76	その他季	30.95	その他季	20.02
備考		夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月		夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月		夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月	

（注）料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】四国電力の特定小売供給約款メニュー（低圧・補正後総原価ベース）

名称		定額電灯 （電灯料金）		従量電灯 （従量電灯A）		従量電灯 （従量電灯B）		臨時電灯 （臨時電灯A）		公衆街路灯 （公衆街路灯A：電灯料金）	
適用範囲		電灯または小型機器を使用する需要 総容量が400ボルトアンペア以下であるもの		電灯または小型機器を使用する需要 最大需要容量が6キロボルトアンペア未満 低圧電力とあわせて契約する場合は、最大需要容量と契約電力との合計が50キロワット未満 定額電灯を適用できないこと		電灯または小型機器を使用する需要 契約容量が6キロボルトアンペア以上であり、かつ、原則50キロボルトアンペア未満 低圧電力とあわせて契約する場合は、契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満		電灯または小型機器を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 総容量が3キロボルトアンペア以下		公衆のために設置された電灯または小型機器を使用する需要 総容量が1キロボルトアンペア未満	
料金	基本料金（円/月）	（1契約につき）	71.50	（最初の11kWhまで）	679.47	（1kVAにつき）	397.10			（1契約につき）	66.00
	電力量料金 （円/kWh）	10Wまで	142.30	（11kWhをこえ120kWhまで）	31.79	（最初の120kWhまで）	28.39	50VAまで	11.50	10Wまで	139.00
		10Wをこえ20Wまで	237.33	（120kWhをこえ300kWhまで）	38.41	（120kWhをこえ300kWhまで）	33.92	50VAをこえ100VAまで	23.01	10Wをこえ20Wまで	232.93
		20Wをこえ40Wまで	427.34	（300kWh超過）	41.92	（300kWh超過）	36.84	100VAをこえ500VAまでの100VAごと	23.01	20Wをこえ40Wまで	419.64
		40Wをこえ60Wまで	617.36					500VAをこえ1kVAまで	230.12	40Wをこえ60Wまで	606.36
		60Wをこえ100Wまで	996.16					1kVAをこえ3kVAまでの1kVAごと	230.12	60Wをこえ100Wまで	978.56
		100Wをこえ50Wまでごと	498.08							100Wをこえ50Wまでごと	489.28
備考								単位は、1契約1日につき			

名称		低圧電力		臨時電力 （従量制供給の場合）		農事用電力	
適用範囲		動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満 従量電灯とあわせて契約する場合は、最大需要容量または契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満		動力を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 契約電力が原則50キロワット未満		農事用のかんがい排水のために動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満	
料金	基本料金（円/月）	（1kWにつき）	1,183.71	（1kWにつき）	低圧電力の20%増し	（1kWにつき）	815.21
	電力量料金 （円/kWh）	夏季	27.11	夏季	同上	夏季	23.00
		その他季	25.67	その他季	同上	その他季	21.94
備考		夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月		夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月		夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月	

（注）料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】沖縄電力の特定小売供給約款メニュー①（低圧・補正後総原価ベース）

名称		定額電灯 （電灯料金）		従量電灯		臨時電灯 （臨時電灯A）	
適用範囲		電灯または小型機器を使用する需要で、その総容量が400ボルトアンペア以下であるもの		電灯または小型機器を使用する需要 総容量に基づく値が50kW未満 低圧電力と組み合わせる場合、総容量に基づく値と契約電力との合計が50キロワット未満 定額電灯が適用できないこと		電灯または小型機器を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 総容量が3キロボルトアンペア以下	
料金	基本料金（円/月）	（1契約）	66.00	（最低料金）	647.65		
	電力量料金（円/kWh）	10Wまで	173.35	（120kWhまで）	40.76	50VAまで	17.28
		20Wまで	299.38	（300kWhまで）	46.30	100VAまで	34.56
		40Wまで	551.49	（300kWh超過）	48.28	500VAまでの100VAごと	34.56
		60Wまで	803.54			1kVAまで	345.62
		100Wまで	1,307.70			3kVAまでの1kVAごと	345.62
		上記超過100Wごと	1,307.70				
備考						単位は、1契約1日につき	

名称		公衆街路灯 （公衆街路灯A：電灯料金）		低圧電力		臨時電力（低圧） （従量制供給の場合）		農事用電力（低圧）	
適用範囲		公衆のために設置された電灯または小型機器 総容量が1キロボルトアンペア未満		動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満 従量電灯と組み合わせる場合、総容量に基づく値と契約電力の合計が50キロワット未満		動力を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 契約電力が50キロワット未満		農事用のかんがい排水のために 動力を使用する需要 契約電力が50キロワット未満	
料金	基本料金（円/月）	（1契約）	55.00	（1kWにつき）	1,392.37	（1kWにつき）	低圧電力の20%増し	（1kWにつき）	952.37
	電力量料金（円/kWh）	10Wまで	161.92	夏季	32.67	夏季	39.20		29.67
		20Wまで	281.79	その他季	31.28	その他季	37.53		
		40Wまで	521.57						
		60Wまで	761.32						
		100Wまで	1,240.84						
		上記超過100Wごと	1,240.84						
備考				夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月		夏季：7月から9月 その他季：10月から翌年6月			

（注）料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】沖縄電力の特定小売供給約款メニュー②（高圧・補正後総原価ベース）

名称		業務用電力		高圧電力A		高圧電力B	
適用範囲		高圧で電気の供給を受けて、電灯または小型機器を使用する需要		高圧で電気の供給を受けて動力を使用し、契約電力が500キロワット未満の需要		高圧で電気の供給を受けて動力を使用し、契約電力が500キロワット以上の需要	
料金	基本料金（円/月）	（1kWにつき）	1,964.60	（1kWにつき）	1,838.10	（1kWにつき）	2,239.60
	電力量料金	夏季	33.38	夏季	31.45	夏季	30.46
	（円/kWh）	その他季	31.89	その他季	30.13	その他季	29.23
備考		夏季：7月から9月		夏季：7月から9月		夏季：7月から9月	
		その他季：10月から翌年6月		その他季：10月から翌年6月		その他季：10月から翌年6月	

名称		臨時電力（高圧）						農事用電力（高圧）	
		（動力を使用するもの）				（電灯等、または、電灯と動力を併用するもの）			
適用範囲		契約電力50キロワット以上500キロワット未満 契約使用期間が1年未満の需要		契約電力500キロワット以上 契約使用期間が1年未満の需要		電灯または小型機器を使用する需要 電灯等と動力を併用する需要		農事用のかんがい排水のために	
						契約電力が50キロワット以上		動力を使用する需要	
						契約使用期間が1年未満の需要		契約電力が50キロワット以上	
料金	基本料金（円/月）	（1kWにつき）	高圧電力の20%増し	（1kWにつき）	高圧電力の20%増し	（1kWにつき）	業務用電力の20%増し	（1kWにつき）	1,282.60
	電力量料金	夏季	37.72	夏季	36.53	夏季	40.06		28.97
	（円/kWh）	その他季	36.15	その他季	35.08	その他季	38.26		
備考		夏季：7月から9月		夏季：7月から9月		夏季：7月から9月			
		その他季：10月から翌年6月		その他季：10月から翌年6月		その他季：10月から翌年6月			

（注）料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】改正法附則の規定及び料金審査要領を踏まえた確認結果①

- 今回の料金改定申請の内容について、各事業者からの説明を聴取（次ページ以降参照）し、電気事業法等の一部を改正する法律（平成26年法律第72号。以下「改正法」という。）附則の規定及び料金審査要領を踏まえて確認した結果は以下のとおり。

附則第18条第2項及び審査要領	確認結果
[附則]第２号案件 ・料金が供給の種類により定率又は定額をもって明確に定められていること。 **[料金審査要領]第１節「定率又は定額」に関する審査** ・あらかじめ料金表等において明確に定められている料金率や計算式をもつて、使用量に応じた料金が計算可能であるか否かにつき審査するものとする。	➢ 各事業者とも、定額電灯等は定額をもって、従量電灯等は基本料金が定額、電力量料金が定率をもって定められている。また、燃料費調整制度についても、あらかじめ明確に定められている料金率や計算式をもって定められていることから、**使用量に応じた料金が計算可能**である。
[附則]第3号案件 ・みなし小売電気事業者及び電気の使用者の責任に関する事項並びに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。	➢ 各事業者とも、自社及び需要家の**責任に関する事項**※並びに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する**費用の負担の方法が適正かつ明確に定められている。** ※責任に関する事項とは、みなし小売電気事業者の供給責任、損害賠償の免責事由等に関すること。
[附則]第4号案件 ・特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。 **第２節「不当な差別的取扱い」に関する審査** ・正当な理由に基づいて一般的に区別を行う場合を除き、全ての需要家に対して平等であるか否かにつき審査するものとする。 ・なお、審査は、非特定需要及び特定需要ごとに整理された原価等を基とした契約種別ごとの料金率の設定について重点的に行うこととする。	➢ 各事業者とも、料金算定規則に則って、電気の使用形態、電気の使用期間、電気の計量方法等による差異を勘案して契約種別ごとの料金が設定されている。また、今回の値上げ申請等による変動分は、基本的に、燃料費の高騰による変動分を使用量に応じて一律に電力量料金に上乗せしており、託送料金の変動分は機械的に規制料金に当てはめていることから、**契約種別ごとの料金率の設定が不平等であるとまでは言えない。** ➢ 料金以外の供給条件等の変更内容も、条件を満たした全ての需要家に対して平等に適用されるものであり、**不平等であるとまでは言えない。**

【参考】改正法附則の規定及び料金審査要領を踏まえた確認結果②

- 今回の料金改定申請について、各事業者に、改正法附則の規定及び料金審査要領に記載のある内容について説明を求めたところ、各事業者からの回答は以下のとおり。

北海道電力

- 第2号案件について、需要電力が小規模な需要については定額料金制を適用し、それ以外の需要については、最低料金制または二部料金制を適用している。
- 第３号案件について、当社および電気の使用者の責任に関する事項ならびに費用負担の方法を特定小売供給約款に明確に規定している。
- 第４号案件（料金）について、今回値上げの主要因が燃料費等の需給関係費の大幅な増加であることを踏まえ、当該値上げ分を一律に電力量料金に反映することを基本に、使用規模や使用用途等による差異を勘案のうえ設定している。また、北海道電力ネットワーク株式会社の託送供給等約款の見直しによる託送料金の変動分についても、基本料金単価、電力量料金単価それぞれに反映している。
- 第４号案件（料金以外の供給条件）について、託送供給等約款との整合、業務運営の効率化によるコスト削減を図る観点や、適用実態等を踏まえ、見直しを行っている。また、当該見直しについては、同一条件下における全てのお客さまに一律に適用される。

東北電力

- 第2号案件：契約種別に応じて、定額料金制、最低料金制、二部料金制を継続。いずれも供給約款において料金単価等（燃料費調整制度においては算定方法）を明示しており、使用量等をもとに電気料金を算定することが可能。
- 第3号案件：当社（または一般送配電事業者）とお客さまとの責任に係る事項（供給責任等）ならびに費用の負担（工事費等）等について、法的分離による規定の変更はあるものの、実質的な取り扱いの変更はなく、必要な内容を適正・明確に規定している。
- 第4号案件：各契約種別の料金単価は電気の使用形態等を勘案し料金算定規則に則って設定しているが、今回の値上げにおいては収入に対する不足額を、基本的に一律に上乗せ（託送料金の変動分含む）することにより料金単価を設定しており、料金率の設定について差別的に取り扱っていない。ただし、契約種別によって電気の使われ方が異なることによる元々の料金の負担水準の関係から同じ値上げ幅であっても、値上げ率に差異は発生する。料金以外の供給条件等の変更内容については、すべての需要家を等しく扱うもので、特定のお客さまを差別的に取り扱う変更とは考えていない。

【参考】改正法附則の規定及び料金審査要領を踏まえた確認結果③

● 各事業者からの回答は以下のとおり。（続き）

東京電力HD

- 「附則 第２号案件」について、料金制は、需要電力が極めて小規模な需要については定額料金制を、それ以外の需要については最低料金制又は需要の規模に応じる基本料金と供給した電気の量に応じる電力量料金を組み合わせた二部料金制を適用している。
  また、料金率や計算式を料金表等において明確に定めている。
- 「附則 第３号案件」について、現行の供給条件だけでなく、今般見直す供給条件についても、当社及びお客さまの責任に関する事項並びに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法を適正かつ明確に規定している。
- 「附則 第４号案件」について、料金率は、これまでの料金制度の沿革、料金改定の趣旨、電気の使用形態、電気の使用期間、電気の計量方法等、供給原価を構成する要素を勘案し、契約種別ごとの負担が公平となるように定めている。
  この結果、契約種別ごとに設定した料金に応じて値上げ幅に差異が生じる場合があるが、正当な理由に基づくものであり不当な差別的取扱いではないと考える。
  また、現行の供給条件だけでなく、今般見直す供給条件についても、条件を満たした全てのお客さまに平等に適用することとしている。

北陸電力

- 「附則 第２号案件」について、電力需要が極めて小規模な需要については定額制（定額電灯等）を、それ以外の需要については従量制（従量電灯、低圧電力等）とし、最低料金制または基本料金と電力量料金を組み合わせた二部料金制を適用している。また、契約種別ごとに使用量に応じて料金が計算可能となるよう、料金率、燃料費調整制度および計算方法をあらかじめ明確に定めている。
- 「附則 第３号案件」について、当社およびお客さまの責任に関する事項について明確に定めているとともに、電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担について、当社が一般送配電事業者から託送供給等約款にもとづき請求を受けた金額を、お客さまに請求することを明確に定めている。
- 「附則 第４号案件」について、特定需要原価にもとづき、電気の使用期間や計量方法等の差異を勘案して、契約種別ごとに定額または定率をもって料金率を定めている。なお、料金設定にあたっては、基本的に、燃料費の高騰による変動分を使用量に応じて一律に電力量料金に上乗せしている。また、従量電灯においては３段階料金制度を考慮し値上げ幅に差異を設けて設定している。
  料金以外の供給条件等の変更内容についても、条件を満たした場合に平等に適用されるよう設定している。

【参考】改正法附則の規定及び料金審査要領を踏まえた確認結果④

● 各事業者からの回答は以下のとおり。（続き）

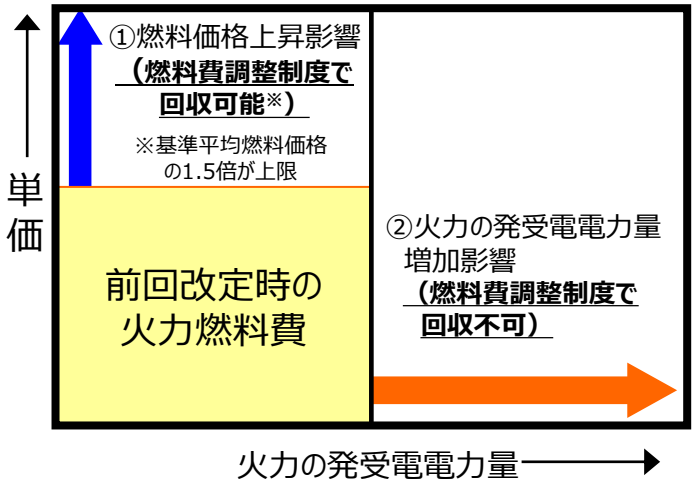
中国電力	• 第２号案件について、需要電力が極めて小規模な需要については定額料金制を、それ以外の需要については、最低料金制または基本料金と電力量料金を組み合わせた二部料金制を適用している。料金率、燃料費調整制度および計算式については、あらかじめ明確に定め、計算可能としている。 • 第３号案件について、当社およびお客さまの責任に関する事項ならびに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法を適正かつ明確に規定している。 • 第４号案件について、料金率は料金算定規則に則り、電気の使用形態や使用期間などに応じて、供給原価の変動を踏まえ、契約種別ごとの負担に偏りが生じないよう設定しているため、特定のお客さまについて、不当に差別的な取り扱いはしていない。なお、お客さまの電気の使われ方により値上げ幅は異なる。 • また、料金その他の供給条件についても、条件を満たした場合に平等に適用されるよう規定しているため、特定のお客さまについて、不当に差別的な取り扱いはしていない。
四国電力	• 第２号案件については、需要電力が極めて小規模な需要については定額料金制を、それ以外の需要については最低料金制、または基本料金と電力量料金を組み合わせた基本料金制（二部料金制）を適用している。 また、契約種別ごとに使用量に応じて料金が計算可能となるよう、料金率や計算式をあらかじめ明確に定めている。 • 第３号案件については、当社およびお客さまの責任に関する事項ならびに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法を明確に定めている。 • 第４号案件について、今回の値上げ申請は、燃料費調整額の算定に適用する燃料価格が上限を超過し、電気料金に反映されない燃料費が大幅に増加していることが主因であることから、電力量料金単価を一律値上げすることとしている。その結果、各メニューにおける基本料金相当の負担割合に応じて、電気料金全体に占める値上げ率に差異が生じる場合がある。（基本料金相当の負担割合が大きいメニューほど、値上げ率は小さくなる。）
沖縄電力	• 「附則 第２号案件」については、単価及び計算方法を明確に定めており、使用量に応じた料金の算定は可能である。 • 「附則　第３号案件」については、当社およびお客さまの責任に関する事項ならびに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法を適正かつ明確に定めている。 • 「附則　第４号案件」については、法令の改正や現在適用事例のないものの削除など、お客さまに影響を与えるものではなく、不当な差別的取扱いとなるものはないと考えている。 • 値上げ申請による値上げ幅は、基本的に、燃料費の高騰による変動分を一律に電力量料金に上乗せしており、託送料金の変動分は機械的に規制料金に当てはめているため、契約区分により差を設けているという認識はない。

【参考】燃料費調整制度の概要

①燃料費調整制度は、料金改定時に前提とした燃料消費数量（固定）に対応する燃料価格の変動影響を、料金に反映する制度。全日本平均の輸入燃料価格（原油・LNG・石炭の貿易統計価格（円建ての全日本CIF価格））の変動に応じ、毎月、電気料金を自動的に調整。

②燃料費調整制度では、電源構成の変化により、火力発電の燃料消費数量が増えたことに伴う火力燃料費の増加は、毎月の電気料金には反映されない。

③今回の料金改定申請は、燃料費調整制度で回収不可能な部分も含め、火力燃料費全体を見直すもの（※これに伴い、燃料費調整の前提諸元も見直しとなる。）。



【燃料費調整制度に基づく電気料金の算定】

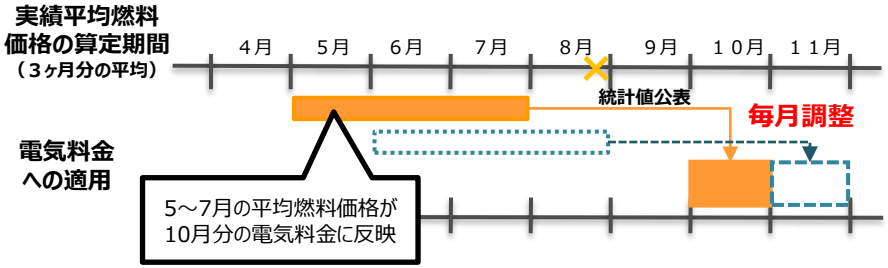
①料金改定時に基準平均燃料価格※1及び基準調整単価※2を算定

●**基準平均燃料価格※1**
- 原油・LNG・石炭の貿易統計価格（料金改定申請時の直近３ヶ月分）を基に、各事業者の火力発電における燃料ごとの比率を勘案して算定した原油換算値１kLあたりの平均燃料価格。

●**基準調整単価※2**
- 基準平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の販売電力量1kWhあたりの燃料費調整単価。
- 料金改定申請時に、火力発電の燃料消費数量（原油換算kL）と販売電力量から算定。

②毎月、実績平均燃料価格と基準平均燃料価格の差額（変動額）を 算定し、当該変動額と基準調整単価から燃料費調整単価を算定

③燃料費調整単価を基に電気料金を毎月、自動的に算定

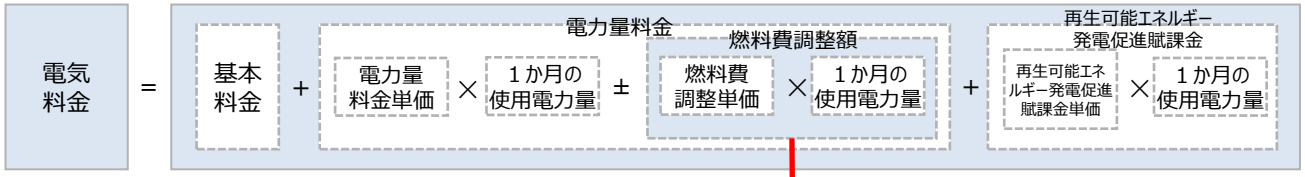


電気料金 ＝ 基本料金 ＋ 電力量料金（電力量料金単価 × １か月の使用電力量） ± 燃料費調整額（燃料費調整単価 × １か月の使用電力量） ＋ 再生可能エネルギー発電促進賦課金（再生可能エネルギー発電促進賦課金単価 × １か月の使用電力量）

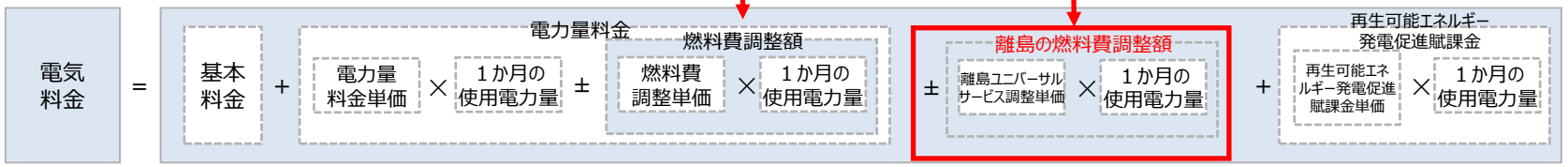
【参考】離島供給に係る燃料費調整制度の概要

- 以前の燃料費調整は、本土と離島を含む全体で燃料費調整単価を算定していたが、2016年改正の料金算定規則に基づき、燃料費調整単価を本土と離島に区分して算定するものであり、対象となる燃料は異なるものの、当該調整単価の算定方法は本土も離島も同じである。
- なお、本土の燃料費調整と離島の燃料費調整（離島ユニバーサルサービス調整）を区分した事業者は、4事業者（北海道・東北・中国・沖縄）である。

＜以前の燃料費調整＞



＜区分後の燃料費調整＞



【参考】過去の審議会資料（離島ユニバーサルサービスに基づく離島の燃料費及び変動費の回収方法について）

○一般送配電事業者は、需要家保護の観点から、離島の需要家に対しユニバーサルサービスとして本土並みの料金水準で電気の供給を行う義務を負っている。そのためには、離島における供給コストのうち、離島供給約款で小売料金として回収するコストを超える部分は、託送料金として一般送配電事業者のエリア内の需要家全てで広く薄く負担する必要がある。

○**離島における電源**は、**火力が主体である**（需要規模、周波数調整などの運用面の制約を理由として**主に内燃力発電であり、重油を燃料**としている）。したがって、**離島供給のための燃料単価の変動については、本土の電気料金と同様、燃料費調整制度を準用し、託送料金としてエリア内の需要家から回収する仕組みを設ける必要**がある。

（出典）2014年9月　総合資源エネルギー調査会　基本政策分科会　電力システム改革小委員会　第８回制度設計ワーキンググループ　資料５－１

【参考】関係法令における規定（燃料費調整制度）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（燃料費調整制度）

第四十条　事業者は、第十八条第二項及び第三項（第三十四条第一項又は第三項において準用する場合を含む。）、第十九条第七項、第三十六条第六項、第三十二条第二項（第三十七条第一項又は第三項において準用する場合を含む。）、第三十三条第七項、第三十九条第六項、第三十五条第七項又は前条第七項の規定により設定した**契約種別ごとの料金を**、各月において、当該月の開始の日に、次項の規定により算定される**基準平均燃料価格と**第三項の規定により算定される**実績平均燃料価格との差額**（同項の規定により算定される実績平均燃料価格が、次項の規定により算定される基準平均燃料価格に一・五を乗じて得た額を超える場合にあっては、同項の規定により算定される基準平均燃料価格に〇・五を乗じて得た額）**に**第四項の規定により算定される**基準調整単価を千で除して得た値を乗じて得た額**により、増額又は減額（以下「調整」という。）を行わなければならない。

2　**基準平均燃料価格**は、改正法附則第十八条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする**特定小売供給約款の認可の申請の日**（第十九条又は第三十三条の規定により第十九条第一項各号に掲げる変動額又は第三十三条第一項各号に掲げる変動額を基に特定小売供給約款で設定する料金を算定し、かつ、改正法附則第十八条第一項の変更の認可を受けた事業者にあっては、当該変更の認可を受ける前に定めていた特定小売供給約款の認可の申請の日）若しくは旧法第十九条第四項の規定により変更しようとする特定小売供給約款の届出の日**において公表されている直近三月分**（直近一月分を用いることができない合理的な理由があるときは、その前の直近三月分）**の**小売電気事業等の用に供した**石炭、石油及び液化天然ガス（輸入されたものに限る。以下「燃料」という。）ごとの円建て貿易統計価格**（関税法（昭和二十九年法律第六十一号）第百二条第一項第一号に基づく統計により認識することが可能な価格をいう。次項において同じ。）**の平均値に**、小売電気事業等の用に供する**石油のーリットル当たりの発熱量**（メガジュールで表した量をいう。以下同じ。）**を当該燃料のーキログラム当たりの発熱量で除して得た値**（石油にあっては、一）**に**原価算定期間において小売電気事業等の用に供する**当該燃料の発熱量が**当該期間において小売電気事業等の用に供する**燃料ごとの発熱量の総和に占める割合を乗じて算定した値**であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たもの（次項において「**換算係数**」という。）**を乗じて得た額を合計した額**とする。

3　**実績平均燃料価格**は、調整を行う月の五月前から三月前までの期間において小売電気事業等の用に供した**燃料ごとの円建て貿易統計価格の平均値に、換算係数を乗じて得た額の合計額**とする。

4　**基準調整単価**は、**千円を単位として調整すべきーキロワット時当たりの単価**として、原価算定期間において小売電気事業等の用に供する**燃料ごとの発熱量の総和を**小売電気事業等の用に供する**石油のーリットル当たりの発熱量で除して得た値を**当該期間における**販売電力量で除して得た値を基に契約種別ごとに定めた単価**であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たものとする。

（需要等の算定）

第九条　（略）

四　その電気を供給する事業の用に供するために事業者が発電する電気の量及び他の者から受電する電気の量を合計して得た値から当該事業者がその**小売電気事業等（小売電気事業及び発電事業（その小売電気事業の用に供するための電気を発電するものに限る。）をいう。以下同じ。）**を行うために使用する電気の量を控除して得た値の平均値（以下「発受電量」という。）

【参考】燃料費調整制度の具体的な計算方法の概要（北海道電力）

燃料費調整額＝燃料費調整単価｛（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）×基準調整単価／1,000｝×使用量

○基準平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの基準平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量及び金額の値に基づき、次の算式によって算定された値

基準平均燃料価格＝Ａ×α＋Ｂ×β＋Ｃ×γ
＝８２，５７２×０．１８７４＋１３２，５０９×０．０８９９＋５３，１８９×１．００３６＝８０，８００円

Ａ＝各平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格　＝　８２，５７２円
Ｂ＝各平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均LNG価格　＝　１３２，５０９円
Ｃ＝各平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格　＝　５３，１８９円
換算係数（α、β、γ）＝原油換算係数×熱量構成比

（換算係数）

	原油換算係数※1（Ｘ）	熱量構成比（Ｙ）	換算係数 Ｚ＝Ｘ×Ｙ
原　　油	１．００００	０．１８７４	α：０．１８７４
Ｌ　Ｎ　Ｇ	０．６９９５	０．１２８５	β：０．０８９９
石　　炭	１．４６７０	０．６８４１	γ：１．００３６

※1　原油：38.26MJ/l、ＬＮＧ：54.70MJ/kg、石炭：26.08MJ/kg
（出典：総合エネルギー統計）

（熱量構成比）

	総発熱量（10^6MJ）※2	熱量構成比（Ｙ）
原　　油	84,100	0.1874
Ｌ　Ｎ　Ｇ	57,656	0.1285
石　　炭	306,993	0.6841
合　　計	448,749	1.0000

※2 自社火力等
（原油（北海道は重油のみ）：41.60MJ/l、ＬＮＧ：54.80MJ/kg、石炭：25.87MJ/kg）

○基準調整単価

実績平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の、販売電力量1kWhあたりの調整単価。

基準調整単価＝　原油換算消費数量　÷　販売電力量　×　１，０００　＝　１１，７３０　÷　７５，３７５　＝　０．１５６円
※低圧はロス率を考慮して０．１７６円＜税込（１０％）＞

○計算例（燃料費調整額）

実績平均燃料価格が７２，７００円/ｋＬとなった場合、使用量が２３０ｋＷｈ／月の平均モデルにおける燃料費調整額（従量電灯Ｂ）

（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）（円／ｋＬ）　×　基準調整単価（円／kWh）／1,000　×　使用量（kWh）
＝（７２，７００－８０，８００）　×　０．１７６　／1,000　×　２３０　＝　▲３２９円

【参考】燃料費調整制度の具体的な計算方法の概要（東北電力）

燃料費調整額＝燃料費調整単価｛（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）×基準調整単価／1,000｝×使用量

○基準平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの基準平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量及び金額の値に基づき、次の算式によって算定された値

基準平均燃料価格＝Ａ×α＋Ｂ×β＋Ｃ×γ
＝８２，５７２×０．０２５９＋１３２，５０９×０．２５６３＋５３，１８９×０．８９１５＝８３，５００円

Ａ＝各平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格　＝　８２，５７２円
Ｂ＝各平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均LNG価格　＝　１３２，５０９円
Ｃ＝各平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格　＝　５３，１８９円
換算係数（α、β、γ）＝原油換算係数×熱量構成比

（換算係数）

	原油換算係数※1（Ｘ）	熱量構成比（Ｙ）	換算係数 Ｚ＝Ｘ×Ｙ
原　　油	１．０００００	０．０２５９	α：０．０２５９
Ｌ　Ｎ　Ｇ	０．６９９５	０．３６６４	β：０．２５６３
石　　炭	１．４６７０	０．６０７７	γ：０．８９１５

※1　原油：38.26MJ/l、ＬＮＧ：54.70MJ/kg、石炭：26.08MJ/kg
（出典：総合エネルギー統計）

（熱量構成比）

	総発熱量（10^6MJ）※2	熱量構成比（Ｙ）
原　　油	41,616	0.0259
Ｌ　Ｎ　Ｇ	589,344	0.3664
石　　炭	977,445	0.6077
合　　計	1,608,405	1.0000

※2 自社火力等
（原油：40.96MJ/l、ＬＮＧ：54.75MJ/kg、石炭：25.67MJ/kg）

○基準調整単価

実績平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の、販売電力量1kWhあたりの調整単価。

基準調整単価＝　原油換算消費数量　÷　販売電力量　×　１，０００　＝　３５，７２２　÷　２０６，４９５　＝　０．１７３円
※低圧はロス率を考慮して０．１９７円＜税込（１０％）＞

○計算例（燃料費調整額）

実績平均燃料価格が７５，１００円/ｋＬとなった場合、使用量が２６０ｋＷｈ／月の平均モデルにおける燃料費調整額（従量電灯Ｂ）

（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）（円／ｋＬ）　×　基準調整単価（円／kWh）／1,000　×　使用量（kWh）
＝（７５，１００－８３，５００）　×　０．１９７／1,000　×　２６０　＝　▲４３０円

【参考】燃料費調整制度の具体的な計算方法の概要（東京電力EP）

燃料費調整額＝燃料費調整単価｛（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）×基準調整単価／1,000｝×使用量

○基準平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの基準平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量及び金額の値に基づき、次の算式によって算定された値

基準平均燃料価格＝Ａ×α＋Ｂ×β＋Ｃ×γ
＝８２，５７２×０．００４７＋１３２，５０９×０．３８２９＋５３，１８９×０．６５８１＝８６，１００円

Ａ＝各平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格　＝　８２，５７２円

Ｂ＝各平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均LNG価格　＝　１３２，５０９円

Ｃ＝各平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格　＝　５３，１８９円

換算係数（α、β、γ）＝原油換算係数×熱量構成比

（換算係数）

	原油換算係数※1（Ｘ）	熱量構成比（Ｙ）	換算係数 Ｚ＝Ｘ×Ｙ
原　　油	１．０００００	０．００４７	α：０．００４７
Ｌ　Ｎ　Ｇ	０．７００２	０．５４６８	β：０．３８２９
石　　炭	１．４６７４	０．４４８５	γ：０．６５８１

※1　原油：38.30MJ/l、ＬＮＧ：54.70MJ/kg、石炭：26.10MJ/kg
（出典：総合エネルギー統計）

（熱量構成比）

	総発熱量（10^6MJ）※2	熱量構成比（Ｙ）
原　　油	17,224	0.0047
Ｌ　Ｎ　Ｇ	1,985,743	0.5468
石　　炭	1,629,175	0.4485
合　　計	3,632,142	1.0000

※2 他社火力
（原油：41.24MJ/l、ＬＮＧ：54.67MJ/kg、石炭：25.05MJ/kg）

○基準調整単価

実績平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の、販売電力量1kWhあたりの調整単価。

基準調整単価＝　原油換算消費数量　÷　販売電力量　×　１，０００　＝　９１，９５３　÷　５７０，６９０　＝　０．１６１円
※低圧はロス率を考慮して０．１８３円＜税込（１０％）＞

○計算例（燃料費調整額）

実績平均燃料価格が７７，５００円/ｋＬとなった場合、使用量が２６０ｋＷｈ／月の平均モデルにおける燃料費調整額（従量電灯Ｂ）

｛（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）（円／ｋＬ）　×　基準調整単価（円／kWh）／1,000｝　×　使用量（kWh）
＝｛（77,５００－８６，１００）　×　０．１８３／1,000　｝　＝　▲1．５７　×　２６０　≒　▲４０８円

【参考】燃料費調整制度の具体的な計算方法の概要（北陸電力）

燃料費調整額＝燃料費調整単価｛（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）×基準調整単価／1,000｝×使用量

○基準平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの基準平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量及び金額の値に基づき、次の算式によって算定された値

基準平均燃料価格＝Ａ×α＋Ｂ×β＋Ｃ×γ
＝８２，５７２×０．０４１５＋１３２，５０９×０．０７４５＋５３，１８９×１．２４９９＝７９，８００円

Ａ＝各平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格　＝　８２，５７２円

Ｂ＝各平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均LNG価格　＝　１３２，５０９円

Ｃ＝各平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格　＝　５３，１８９円

換算係数（α、β、γ）＝原油換算係数×熱量構成比

（換算係数）

	原油換算係数※1（Ｘ）	熱量構成比（Ｙ）	換算係数 Ｚ＝Ｘ×Ｙ
原　　油	１．０００００	０．０４１５	α：０．０４１５
Ｌ　Ｎ　Ｇ	０．６９９５	０．１０６５	β：０．０７４５
石　　炭	１．４６７０	０．８５２０	γ：１．２４９９

※1　原油：38.26MJ/l、ＬＮＧ：54.70MJ/kg、石炭：26.08MJ/kg
（出典：総合エネルギー統計）

（熱量構成比）

	総発熱量（10^6MJ）※2	熱量構成比（Ｙ）
原　　油	17,825	0.0415
Ｌ　Ｎ　Ｇ	45,713	0.1065
石　　炭	365,684	0.8520
合　　計	429,222	1.0000

※2 自社火力等
（原油：39.40MJ/l、ＬＮＧ：54.68MJ/kg、石炭：26.81MJ/kg）

○基準調整単価

実績平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の、販売電力量1kWhあたりの調整単価。

基準調整単価＝　原油換算消費数量　÷　販売電力量　×　１，０００　＝　１１，２１９　÷　７８，０８６　＝　０．１４４円
※低圧はロス率を考慮して０．１６５円＜税込（１０％）＞

○計算例（燃料費調整額）

実績平均燃料価格が７１，８００円/ｋＬとなった場合、使用量が２３０ｋＷｈ／月の平均モデルにおける燃料費調整額（従量電灯Ｂ）

（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）（円／ｋＬ）　×　基準調整単価（円／kWh）／１,０００　×使用量（ｋＷｈ）
＝（７１，８００－７９，８００）　×　０．１６５／１,０００　×　２３０　＝　▲３０４

【参考】燃料費調整制度の具体的な計算方法の概要（中国電力）

燃料費調整額＝燃料費調整単価｛（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）×基準調整単価／1,000｝×使用量

○基準平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの基準平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量及び金額の値に基づき、次の算式によって算定された値

基準平均燃料価格＝Ａ×α＋Ｂ×β＋Ｃ×γ

＝　８２，５７２×０．０４０６＋１３２，５０９×０．０９９２＋５３，１８９×１．１９９４　＝　８０，３００円

Ａ＝各平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格　＝　８２，５７２円

Ｂ＝各平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均LNG価格　＝　１３２，５０９円

Ｃ＝各平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格　＝　５３，１８９円

換算係数（α、β、γ）＝原油換算係数×熱量構成比

（換算係数）

	原油換算係数※1（Ｘ）	熱量構成比（Ｙ）	換算係数 Ｚ＝Ｘ×Ｙ
原　　油	１．０００００	０．０４０６	α：０．０４０６
Ｌ　Ｎ　Ｇ	０．６９９５	０．１４１８	β：０．０９９２
石　　炭	１．４６７０	０．８１７６	γ：１．１９９４

※1　原油：38.26MJ/l、ＬＮＧ：54.70MJ/kg、石炭：26.08MJ/kg
（出典：総合エネルギー統計）

（熱量構成比）

	総発熱量 (10^6MJ)※2	熱量構成比（Ｙ）
原　　油	40,608	0.0406
Ｌ　Ｎ　Ｇ	141,751	0.1418
石　　炭	817,288	0.8176
合　　計	999,647	1.0000

※2 自社火力等
（原油（中国は重油のみ）：41.61MJ/l、ＬＮＧ：54.81MJ/kg、石炭：26.12MJ/kg）

○基準調整単価

実績平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の、販売電力量1kWhあたりの調整単価。

基準調整単価＝　原油換算消費数量　÷　販売電力量　×　１，０００　＝　２６，１２８　÷　１３９，６６９　＝　０．１８７円

※低圧はロス率を考慮して０．２１２円＜税込（１０%）＞

○計算例（燃料費調整額）

実績平均燃料価格が72,200円/ｋＬとなった場合、使用量が260ｋＷｈ／月の平均モデルにおける燃料費調整額（従量電灯Ａ）

（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）（円／kL）× 最低料金の基準調整単価（円/契約）／１,０００

＋（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）（円／kL）× 低圧の基準調整単価（円／kWh）／１,０００×最低料金部分を除く使用量（kWh）

＝（７２，２００－８０，３００）×３．１８５／１,０００　＋　（７２，２００－８０，３００）×０．２１２／１,０００×２４５

＝　▲２５．８０円＋　▲４２１．４０円　≒　▲４４７円

【参考】燃料費調整制度の具体的な計算方法の概要（四国電力）

燃料費調整額＝燃料費調整単価｛（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）×基準調整単価／1,000｝×使用量

○基準平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの基準平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量及び金額の値に基づき、次の算式によって算定された値

基準平均燃料価格 ＝ A×α＋B×β＋C×γ
＝ ８２，５７２ × ０．０８７５ ＋ １３２，５０９ × ０．０７７０ ＋ ５３，１８９ × １．１７７０ ＝ ８０，０００円

A＝各平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格　＝　８２，５７２円

B＝各平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均LNG価格　＝　１３２，５０９円

C＝各平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格　＝　５３，１８９円

換算係数（α、β、γ）＝原油換算係数×熱量構成比

（換算係数）

	原油換算係数※1（X）	熱量構成比（Y）	換算係数 Z＝X×Y
原　　油	１．０００００	０．０８７５	α：０．０８７５
Ｌ Ｎ Ｇ	０．６９９４	０．１１０１	β：０．０７７０
石　　炭	１．４６６８	０．８０２４	γ：１．１７７０

※1　原油：38.26MJ/l、ＬＮＧ：54.70MJ/kg、石炭：26.08MJ/kg
（出典：総合エネルギー統計）

（熱量構成比）

	総発熱量（10^6MJ）※2	熱量構成比（Y）
原　　油	29,277	0.0875
Ｌ Ｎ Ｇ	36,827	0.1101
石　　炭	268,333	0.8024
合　　計	334,437	1.0000

※2 自社火力等
（原油：41.64MJ/l、ＬＮＧ：54.65MJ/kg、石炭：25.58MJ/kg）

○基準調整単価

実績平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の、販売電力量1kWhあたりの調整単価。

基準調整単価＝　原油換算消費数量　÷　販売電力量　×　１，０００　＝　８，７４１　÷　６４，３１８　＝　０．１３６円
※低圧はロス率を考慮して０．１５４円＜税込（10%）＞

○計算例（燃料費調整額）

実績平均燃料価格が７２，０００円/ｋＬとなった場合、使用量が２６０ｋＷｈ／月の平均モデルにおける燃料費調整額（従量電灯Ａ）

（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）（円／kL）× 最低料金の基準調整単価（円/契約）／１,０００
＋（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）（円／kL）× 低圧の基準調整単価（円／kWh）／１,０００×最低料金部分を除く使用量（kWh）
＝（７２，０００－８０，０００）× １．６９４／１,０００ ＋ （７２，０００－８０，０００）× ０．１５４／１,０００ ×２４９
＝　▲１３．５５円 ＋ ▲３０６．２７円 ≒ ▲３２０円

【参考】燃料費調整制度の具体的な計算方法の概要（沖縄電力）

燃料費調整額＝燃料費調整単価｛（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）×基準調整単価／1,000｝×使用量

○基準平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの基準平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量及び金額の値に基づき、次の算式によって算定された値

基準平均燃料価格＝Ａ×α＋Ｂ×β＋Ｃ×γ
＝８２，５７２×０．００６５＋１３２，５０９×０．１６２５＋５３，１８９×１．１１６７＝８１，５００円

Ａ＝各平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格　＝　８２，５７２円

Ｂ＝各平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均LNG価格　＝　１３２，５０９円

Ｃ＝各平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格　＝　５３，１８９円

換算係数（α、β、γ）＝原油換算係数×熱量構成比

（換算係数）

	原油換算係数※1（Ｘ）	熱量構成比（Ｙ）	換算係数 Ｚ＝Ｘ×Ｙ
原　　油	１．００００	０．００６５	α：０．００６５
ＬＮＧ	０．６９９５	０．２３２３	β：０．１６２５
石　　炭	１．４６７０	０．７６１２	γ：１．１１６７

※1　原油：38.26MJ/l、ＬＮＧ：54.70MJ/kg、石炭：26.08MJ/kg
（出典：総合エネルギー統計）

（熱量構成比）

	総発熱量（10^6MJ）※2	熱量構成比（Ｙ）
原　　油	1,096	0.0065
ＬＮＧ	39,154	0.2323
石　　炭	128,301	0.7612
合　　計	168,551	1.0000

※2 自社火力等
（原油：39.67MJ/l、ＬＮＧ：54.70MJ/kg、石炭：24.29MJ/kg）

○基準調整単価

実績平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の、販売電力量1kWhあたりの調整単価。

基準調整単価＝　原油換算消費数量　÷　販売電力量　×　１，０００　＝　４，４０５　÷　１８，１２５　＝　０．２４３円
※ロス率を考慮して低圧：０．２７４円、高圧：０．２６４円＜税込（１０%）＞

○計算例（燃料費調整額・概算）

実績平均燃料価格が７３，６００円/ｋＬとなった場合、使用量が２６０ｋＷｈ／月の平均モデルにおける燃料費調整額（従量電灯）

（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）（円／kL）× 最低料金の基準調整単価（円/契約）／１,０００
＋（実績平均燃料価格－基準平均燃料価格）（円／kL）× 低圧の基準調整単価（円／kWh）／１,０００×最低料金部分を除く使用量（kWh）
＝（７３，６００－８１，５００）×２.７３９／１,０００＋（７３，６００－８１，５００）×０．２７４／１,０００×２５０
＝▲２１．６４＋▲５４１．１５≒　▲５６３円

【参考】過去の査定方針（2014年・中部電力）

（２）レートメーク

①基本料金及び従量料金の設定について

今回の料金改定は、その主たる要因が燃料費である可変費の増加にあり、人件費を始めとする費用の削減が図られ、需要の減少により、販売電力量当たりの固定費は、ほぼ同水準であることが確認された。そのため、基本料金を据え置くことは妥当であると考えられる。

②3段階料金について

3段階料金制度においては、1段階料金はナショナルミニマムの観点から低廉な水準に、2段階料金は平均的な電気使用の観点から平均的な料金に、3段階は省エネの観点から割高な料金に設定されているが、今回の3社の申請では、1・2段格差率を縮小し、2・3段格差率を拡大させている。これは、① 1段階の値上げ幅を抑制することは生活に必要不可欠な電気の使用への影響を軽減すること、② 3段階の値上げ幅を拡大することは需要対策の効果があることから、妥当と考えられる。

（円/kWh）

改定年度	S49	S51	S55	S63	H元	H8	H10	H12	H14	H17	H18	H20	今回申請（消費税5%）	今回申請（消費税8%）
第1段	12.00	14.25	20.34	16.94	16.59	16.08	15.97	15.63	15.18	14.80	16.01	17.05	20.33	20.91
第2段	15.40	18.95	27.54	23.03	22.54	21.73	21.59	20.84	19.98	18.98	20.08	21.09	24.83	25.54
第3段	16.82	21.45	32.54	26.13	24.79	23.90	23.74	22.92	21.78	20.42	21.51	22.52	27.45	28.23
1・2段格差	0.78	0.75	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.75	0.76	0.78	0.80	0.81	0.82	0.82
2・3段格差	1.09	1.13	1.18	1.13	1.10	1.10	1.10	1.10	1.09	1.08	1.07	1.07	1.11	1.11

※S49～H17は税抜き単価、H18・H20・今回は税込み単価、燃料費調整単価を除く

③選択約款について

（中略）

ⅳ） 需要家に対する電気料金値上げの周知活動について

各需要家や消費者団体等各種団体への、電気料金値上げに至った経緯、申請内容、経営効率化への取組等の説明を実施しており、引き続き需要家の理解が得られるよう、丁寧な対応に努めていくことが必要である。

新規加入の停止に当たっては、既に割引の適用を受けている需要家や、選択約款を前提として機器投資を検討している需要家等に配慮するとともに、需要家等への十分な周知期間が必要であることを踏まえた対応とすることが適当である。

また、需要家の選択肢を多様化することで、震災以降大きく変化した電力需給をめぐる環境に対応する観点からは、需要家間の公平性を確保しつつ、既存契約者への一定期間後の割引の見直し（※）等を含め、料金メニュー全般について、スマートメーターの導入後抜本的に見直すことが期待される。その際、スマートメーターの導入を待たずとも、可能なメニューについては、早期に導入を図っていくことが重要である。

※ 既存契約者であっても、機器更新後は、他の需要家との公平性の観点から、割引を続けることは適当ではない。

（出典）中部電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針（2014年4月経済産業省）

1．はじめに

2．特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ

3．規制料金の改定申請の概要

4．規制料金の審査の概要

5．査定方針の概要

6．査定方針の各論
6－1．　需要想定･供給力
6－2．　経営効率化
6－3．　燃料費
6－4．　購入･販売電力料
6－5．　原子力バックエンド費用
6－6．　人員計画･人件費
6－7．　修繕費
6－8．　設備投資（減価償却費･固定資産除却費）
6－9．　事業報酬
6－10．その他経費
6－11．公租公課
6－12．控除収益
6－13．費用の配賦
6－14．レートメーク･約款

7．参考資料

【７．参考資料】

①燃料費等の採録期間について（第37回料金制度専門会合）

②燃料費等の採録期間について②（第38回料金制度専門会合）

③各項目の査定額一覧

経済産業省

資料5

燃料費等の採録期間について

2023年3月3日（金）

第37回　料金制度専門会合

事務局提出資料

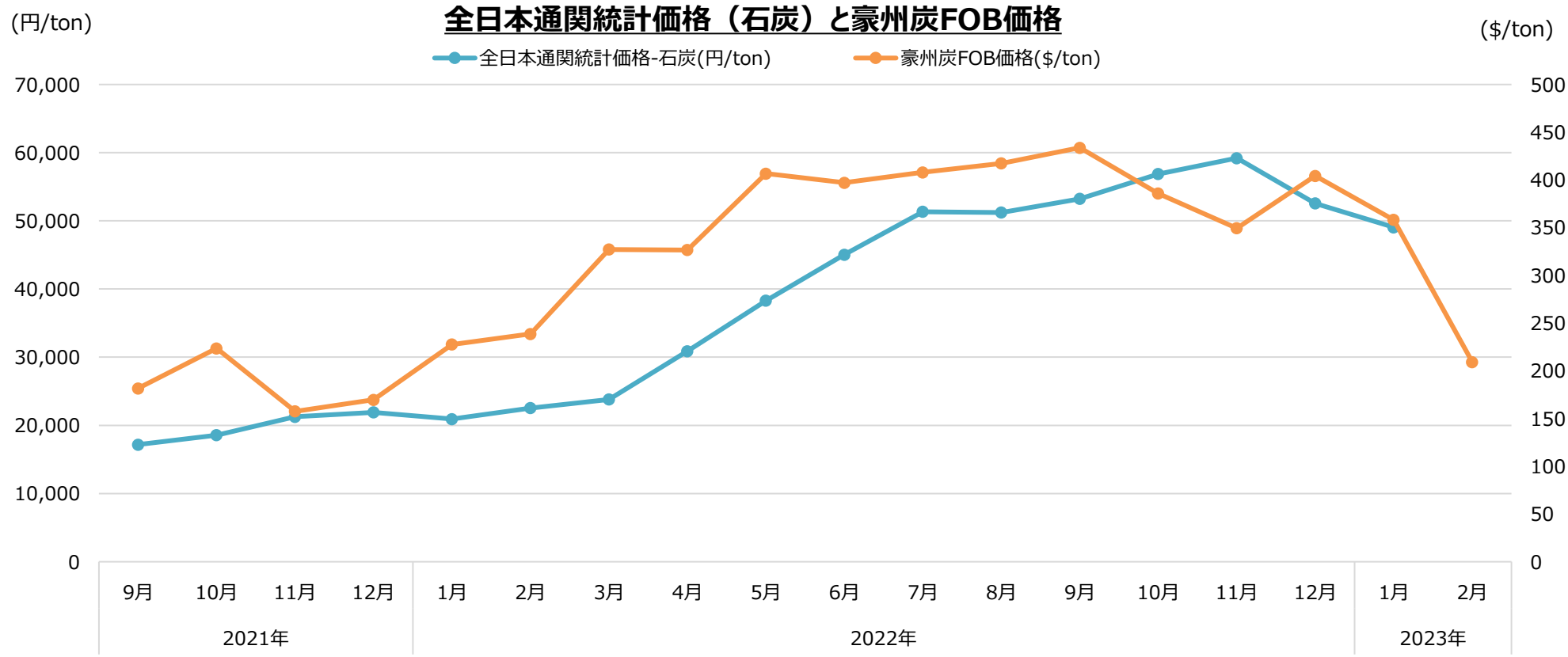
電力･ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本日ご議論いただきたい点について

- 今般の料金改定申請は、各事業者の説明によれば、為替変動を含めた燃料価格の高騰や、それを受けた卸電力市場価格の高騰等が主たる要因である。
- 一方、各事業者からの料金改定申請が行われた後も、為替や燃料価格、卸電力市場価格は大きく変動しており、足下では申請時点よりも低い水準にある。
- こうした中、本専門会合においても、為替が大きく変動している中、申請の直近の3ヶ月の平均値で考えるのが適正なのか検討が必要、といった御指摘があった。
- また、「国民の声」においても、為替、燃料価格が下落しており、そのまま認可すべきではない、といった御意見が寄せられている。
- さらに、消費者庁の「消費者の視点からの疑問点・意見」においても、燃料費については申請時点からの時点補正を行うべきではないか、燃料費調整制度における基準価格をより低く設定することが望ましい、といった御指摘があった。
- 本年2月24日に開催された第7回物価・賃金・生活総合対策本部では、総理大臣から経済産業大臣に対し、直近の為替や燃料価格水準も勘案するなど厳格かつ丁寧な審査を行うよう、指示があったところ。
- このような様々な御指摘を踏まえて、本日は、**為替や燃料価格、卸電力市場価格の採録期間をどのように設定すべきか、御議論いただきたい**。

【参考】燃料価格の推移（石炭）

- 足下で、**豪州産の石炭の積み地ベースの価格（FOB価格）は大幅に下落**。
- **日本着ベースの価格**（貿易統計価格）**も昨年11月をピークに低下傾向**。



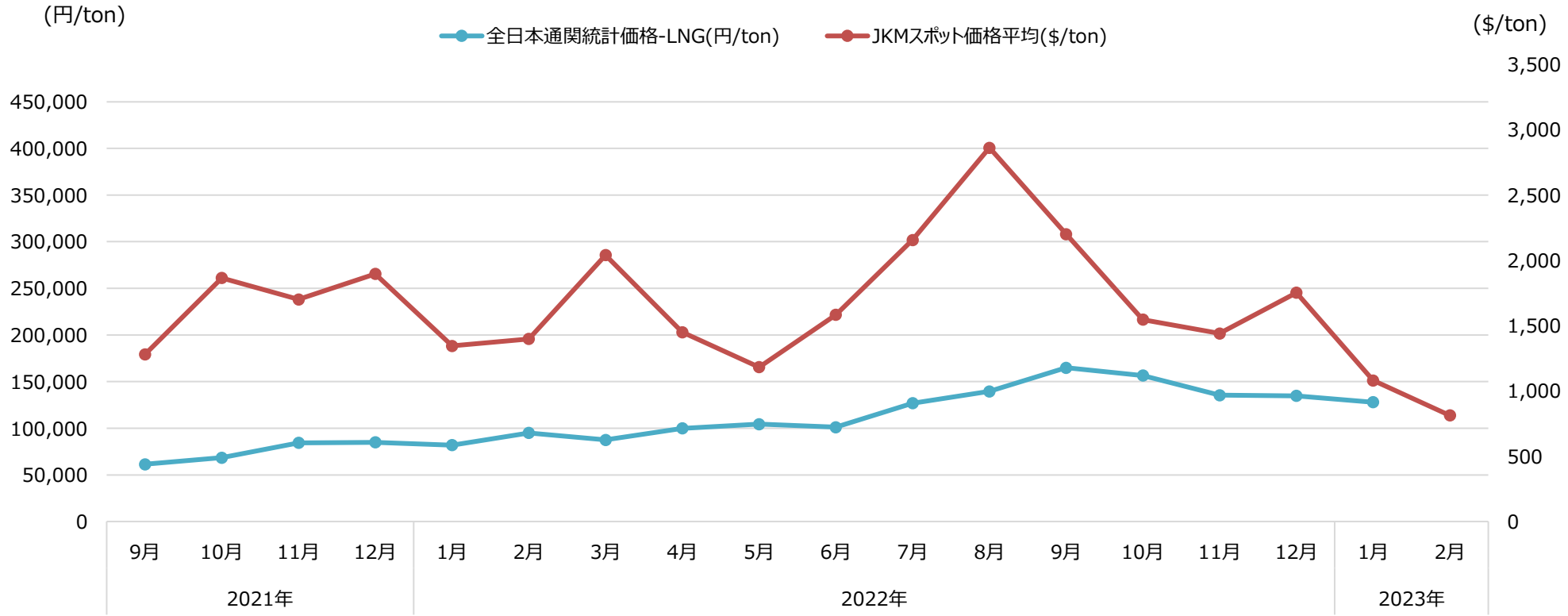
全日本通関統計価格(円/ton)*1	17,174	18,563	21,250	21,907	20,926	22,537	23,800	30,878	38,291	45,027	51,329	51,222	53,236	56,870	59,180	52,559	49,045	*3
豪州炭FOB価格($/ton)*2	181.5	223.5	157.5	169.6	227.7	238.6	327.2	326.6	406.7	397.0	407.9	417.4	433.7	385.7	349.4	404.2	358.1	209.2

*1：財務省ホームページより事務局集計。なお、2023年1月の数値は9桁速報値。
*2：豪州炭FOB価格は、ICE Newcastle Coal Futuresの最終取引日における終値（例：2022年12月価格 404.2$/tonは2022年12月限の最終取引日である2022年12月30日の先物価格）を集計。
*3：2023年2月の価格は、未公表。2023年3月30日に「9桁速報値」が公表される予定。

【参考】燃料価格の推移（LNG）

- 足下で、**LNGスポット価格は大幅に下落**。
- **日本着ベースの価格**（貿易統計価格）**も昨年9月をピークに低下傾向**。

全日本通関統計価格（LNG）とJKMスポット価格

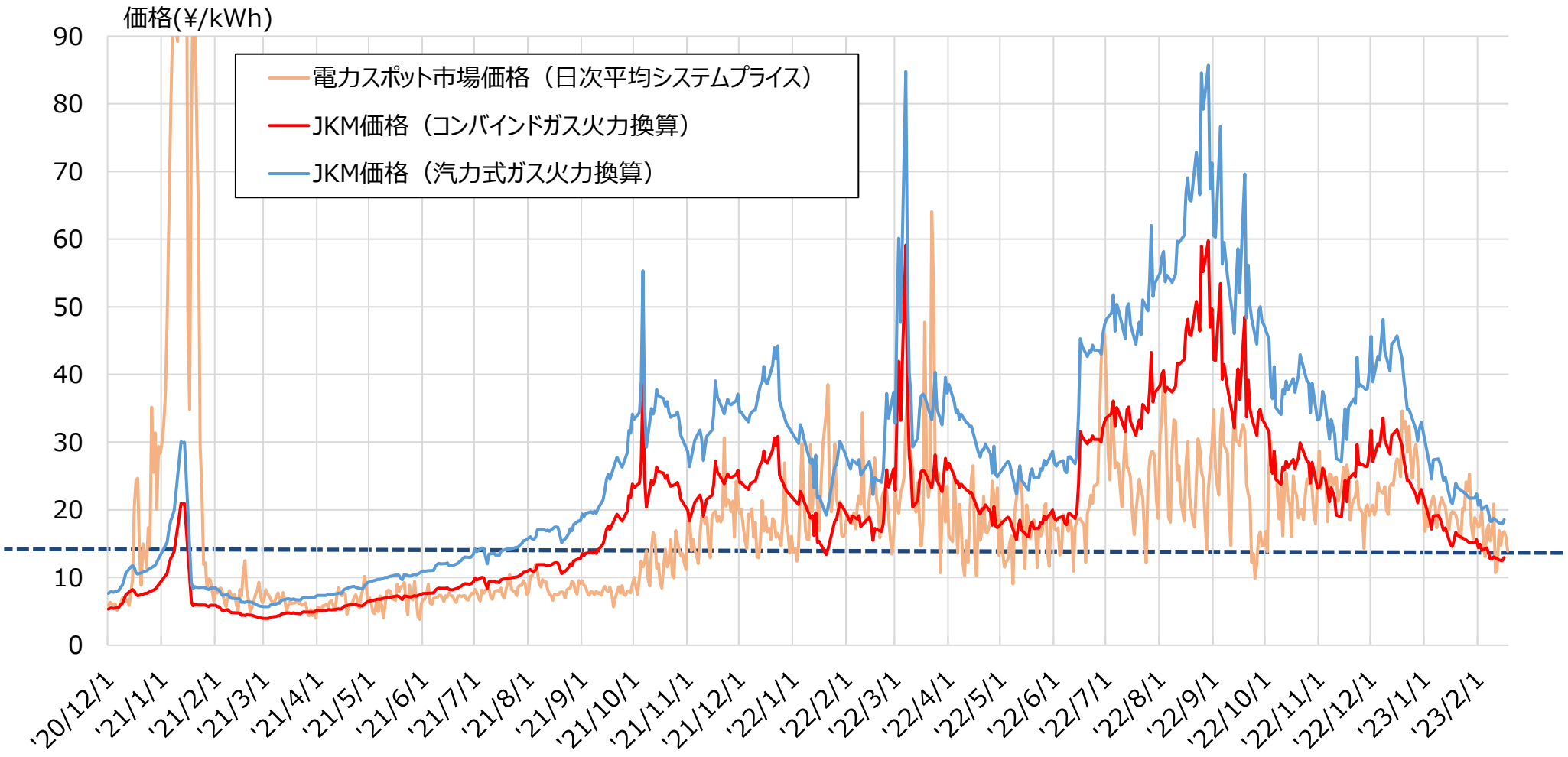


全日本通関統計価格(円/ton)*1	61,383	68,473	84,376	84,928	82,022	95,033	87,497	99,967	104,407	101,216	126,937	139,618	164,909	156,568	135,455	134,864	128,023	*3
JKMスポット価格平均($/ton)*2	1,280.3	1,864.7	1,701.2	1,896.6	1,344.7	1,398.5	2,040.4	1,450.0	1,182.2	1,583.1	2,156.1	2,861.7	2,200.4	1,546.7	1,440.7	1,752.5	1,080.3	813.5

*1：財務省ホームページより事務局集計。なお、2023年1月の数値は9桁速報値。
*2：JKMスポット価格平均は、S&P Global Platts社JKM指標（日次）を月別に事務局で単純平均して集計。なお、MMBTU→tonへの換算は「×51.85」を使用。
*3：2023年2月の価格は、未公表。2023年3月30日に「9桁速報値」が公表される予定。

【参考】卸電力市場価格の推移

- スポット市場価格は、**燃料価格（特にLNG価格）の低下等を受けて**、昨年末以降、電力需要が多い冬期であるにも関わらず、**下落傾向**。



※ LNG価格（発電単価換算）はS&P Global Platts社JKM指標から「発電コスト検証ワーキンググループ 令和3年9月報告書」の諸元に基づき、以下の方法で計算。
LNG価格（¥/kWh）＝（JKM価格（$/MMbtu)×為替レート（¥/$） ×単位換算係数（MJ/MMbtu） +燃料諸経費(¥/MJ))×単位換算係数（kWh/MJ）×熱効率係数×所内変換効率係数
※ 為替レートはその日の最終時点における通貨レートを使用。
※汽力式ガス火力の熱効率は38%、コンバインド式ガス火力の熱効率は54.5%として計算。

【参考】燃料価格等の採録期間に対する御意見等

●料金制度専門会合における御意見（川合委員）

燃料費について、大きな影響を及ぼしている要因に為替があるが、過去1年で、1ドル113円から150円強の範囲で大きく変動している。その中で、**申請の直近の３ヶ月の平均値で考えるのが適正なのか検討が必要ではないか**。

●「国民の声」における御意見

- **最ピーク時である時点の燃料単価・為替価格で算出するのはいかがなものか**。（中国）
- 2022年7月から9月までの貿易統計価格の平均値を参照して今回の申請原価を算定していますが、2月10日時点で、**為替、原油、石炭、LNGの全てが下落しています**。**申請した状況と現在は大幅に変わっておりますので、申請をそのまま認可することないようお願い申し上げます**。（北陸）
- 燃料費調整制度の見直し内容について、新しい基準燃料費価格が85400円となっているが、現時点での最新の3ヶ月平均価格が90200円となっていることから、90200円に設定するべきだと思います。**可能であれば、審査の最終段階（3月）時点での最新の平均価格を反映させるべきだと思います**。85400円であれば、4月以降も燃料費調整額がプラス1～2円程度になってしまいますので、納得がいきません。（東北）
- **長期にみると為替ももどってきているので値上げの必要性もなくなっている**。（東北）

●消費者の視点からの疑問点・意見（消費者庁）

燃料費の価格動向については、申請時点から下落傾向にあるものもあるが、**申請時点からの時点補正を行うべきではないか**。

燃料費調整制度については、消費者保護の観点から、上限は1.5倍までと設定されているところであり、**基準価格をより低く設定することが望ましい**。

【参考】第7回物価・賃金・生活総合対策本部における総理発言（抜粋）

- 本年2月24日（金）に開催された第7回物価・賃金・生活総合対策本部において、総理大臣から経済産業大臣に対して、以下の指示があった。

電気料金などの高騰に対し、今月の請求分からの値引きを激変緩和措置として講じていますが、今後の見通しに対して、国民や事業者の不安の声が届いています。

そのため、西村経済産業大臣におかれては、まずは、電力の規制料金の改定申請に対して、あらゆる経営効率化を織り込み、直近の為替や燃料価格水準も勘案するなど、４月という日程ありきではなく、厳格かつ丁寧な査定による審査を行ってください。その上で、電力料金の抑制に向けた取り組み等について、３月中に検討結果をまとめてください。

為替を含む燃料価格の採録期間①

- 各事業者の申請における燃料価格の採録期間は、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、沖縄電力は**2022年7月～9月**、東京電力EPは**2022年8月～10月**、北海道電力は**2022年9月～11月**となっている。

※東京電力EPは自社で調達する燃料費は織り込まれていないものの、他社購入電力料等の算定に当たって、上記期間における燃料価格を参照している。

- これは、燃料費調整制度における基準燃料価格の採録期間が、料金算定規則で、申請の日の直前3か月の貿易統計価格を用いることと規定されていることから、**燃料費調整制度と整合的な考え方**となっている。

※ただし、東京電力EP・北陸電力については、燃料費調整制度における基準燃料価格の採録期間を申請の日の直近3か月としていないところ、後述する採録期間の変更を行わない場合には、合理的な理由があるか、別途確認する必要がある。

- そもそも、燃料費については、燃料費調整制度に基づき、為替も反映した円建て価格で月々の電気料金に自動的に反映されることとなるため、**原価に織り込まれる燃料価格の採録期間をどのように設定するかは基本的には料金に影響を与えない**。

※円建ての燃料価格が高騰している時期の価格を基準として原価に織り込んだ場合にも、その後、**円建ての燃料価格が下落すれば、マイナスの燃料費調整が自動的に行われ、実際に請求される電気料金はその分低下する**こととなる。

※ただし、基準燃料価格が変われば、**燃料費調整の上限価格（基準価格の150%）が変わることとなる**。

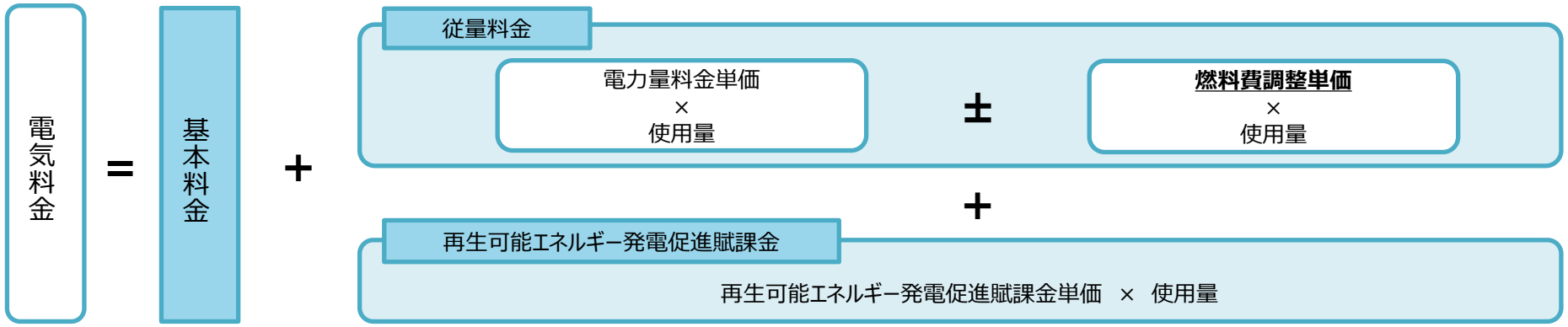
為替を含む燃料価格の採録期間②

- 一方、先述のとおり、公聴会や「国民の声」をはじめ、最新の為替や燃料価格を用いるべきとの御指摘を多方面からいただいていることから、**必ずしも需要家の理解・納得が十分に得られていない**可能性がある。
- こうした点も踏まえ、**燃料価格の採録期間をどのように考えるべきか**。**各社の申請上の採録期間が適切か**。あるいは**直近3か月（例えば、2022年11月～2023年1月）に更新することが適切か**。
- なお、国際的な燃料価格は足下で下落傾向にあるものの、日本着ベースの価格に反映されるまでには一定のタイムラグがあることから、**直近の日本着ベースの燃料価格が申請時点の価格よりも必ずしも下がっているとは限らない点に留意**する必要がある。
- また、仮に、料金算定に用いる燃料価格を変更することとなれば、メリットオーダーや供給力想定に影響を与え、ひいては**料金全体を算定し直す必要が生じる可能性がある点にも留意**する必要がある。

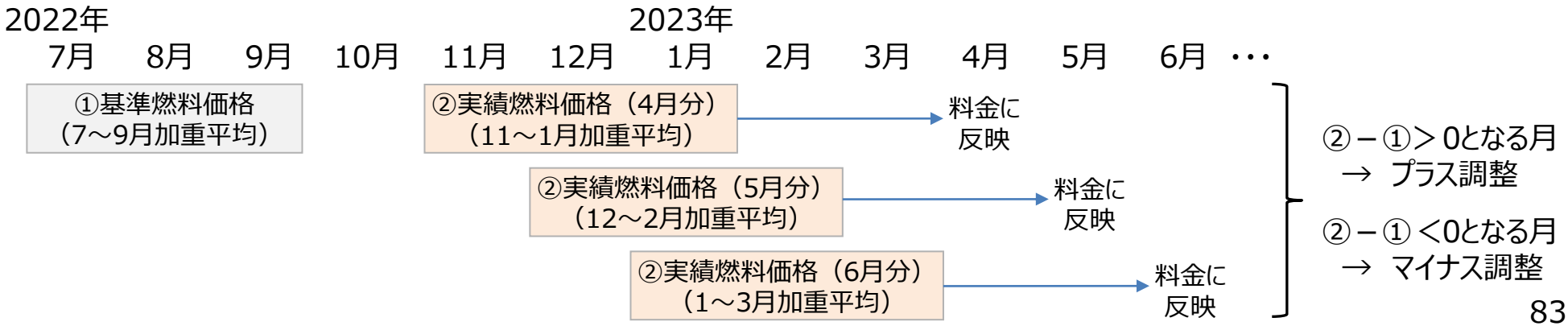
【参考】燃料費調整制度の概要

- 燃料費調整制度は、**原油・LNG・石炭の燃料価格**（為替を反映した円建ての日本着ベースの価格）**の変動**を、毎月の電気料金に反映する仕組み。
- **①料金申請の直前3か月の貿易統計価格に基づいて算定した「基準燃料価格」**と、**②各月の3～5か月前の貿易統計価格に基づいて算定した「実績燃料価格」**の差を、燃料費調整単価に換算し、月々の電気料金に反映（※ただし、規制料金では、反映可能な範囲に上限有り）。

【電気料金の構成】



【燃料費調整の考え方】（※「2022年11月申請、2023年4月料金改定」の場合）



【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（抜粋）

（燃料費調整制度）

第四十条　事業者は、（中略）契約種別ごとの料金を、各月において、当該月の開始の日に、次項の規定により算定される基準平均燃料価格と第三項の規定により算定される実績平均燃料価格との差額（同項の規定により算定される実績平均燃料価格が、次項の規定により算定される基準平均燃料価格に一・五を乗じて得た額を超える場合にあっては、同項の規定により算定される基準平均燃料価格に〇・五を乗じて得た額）に第四項の規定により算定される基準調整単価を千で除して得た値を乗じて得た額により、増額又は減額（以下「調整」という。）を行わなければならない。

2　基準平均燃料価格は、改正法附則第十八条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする特定小売供給約款の認可の申請の日（中略）若しくは旧法第十九条第四項の規定により変更しようとする特定小売供給約款の届出の日**において公表されている直近三月分**（直近一月分を用いることができない合理的な理由があるときは、その前の直近三月分）**の小売電気事業等の用に供した石炭、石油及び液化天然ガス**（輸入されたものに限る。以下「燃料」という。）**ごとの円建て貿易統計価格**（関税法（昭和二十九年法律第六十一号）第百二条第一項第一号に基づく統計により認識することが可能な価格をいう。次項において同じ。）の平均値に、小売電気事業等の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量（メガジュールで表した量をいう。以下同じ。）を当該燃料の一キログラム当たりの発熱量で除して得た値（石油にあっては、一）に原価算定期間において小売電気事業等の用に供する当該燃料の発熱量が当該期間において小売電気事業等の用に供する燃料ごとの発熱量の総和に占める割合を乗じて算定した値であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たもの（次項において「換算係数」という。）を乗じて得た額を合計した額とする。

3　実績平均燃料価格は、**調整を行う月の五月前から三月前までの期間**において小売電気事業等の用に供した**燃料ごとの円建て貿易統計価格**の平均値に、換算係数を乗じて得た額の合計額とする。

4　基準調整単価は、千円を単位として調整すべき一キロワット時当たりの単価として、原価算定期間において小売電気事業等の用に供する燃料ごとの発熱量の総和を小売電気事業等の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量で除して得た値を当該期間における販売電力量で除して得た値を基に契約種別ごとに定めた単価であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たものとする。

燃料価格の採録期間の変更①

- 燃料価格を**最新の貿易統計価格（2022年11月～2023年1月の3ヶ月平均）に変更**した場合、各事業者の基準燃料価格の変化は以下のとおり。

【貿易統計価格の推移】

	2022/7	2022/8	2022/9	2022/10	2022/11	2022/12	2023/1 (9桁速報値)
原油（円/kl）	99,579	95,654	97,571	96,750	92,419	82,443	73,234
LNG（円/ton）	126,937	139,618	164,909	156,568	135,455	134,864	128,023
石炭（円/ton）	51,329	51,222	53,236	56,870	59,180	52,559	49,045
為替（円/ドル）	136.03	135.22	139.93	145.07	146.25	137.98	132.09

※2023年2月の値が公表されるのは、3月末の予定。

【各事業者の基準燃料価格】

	北海道	東北	東京EP	北陸	中国	四国	沖縄
申請時の基準燃料価格（円/kl）	88,100	85,400	94,200	79,300	80,300	80,300	81,800
変更後の基準燃料価格（円/kl）	80,700	83,500	86,100	79,700	80,300	79,900	81,500

※「申請時」の燃料価格は、東北、北陸、中国、四国、沖縄は7～9月、東京EPは8～10月、北海道は9～11月の貿易統計価格をそれぞれ採用。
※「変更後」の燃料価格は、11～1月の貿易統計価格に、各事業者の電源構成に基づく係数（申請値）を乗じて算出。

燃料価格の採録期間の変更②

- 採録期間を変更した場合、貿易統計価格（3か月平均）の変化は以下のとおり。

※事業者は、必ずしも貿易統計価格をそのまま織り込んでいるわけではない点に留意が必要。

事業者	燃料	申請時	直近（11月～1月）
東北・北陸・中国 四国・沖縄 （申請時は7～9月の価格を採用）	原油（円/kl）	97,466	82,572
	LNG（円/ton）	142,803	132,509
	石炭（円/ton）	51,875	53,189
	為替（円/ドル）	137.06	138.77
東京EP （申請時は8～10月の価格を採用）	原油（円/kl）	96,630	82,572
	LNG（円/ton）	152,786	132,509
	石炭（円/ton）	53,483	53,189
	為替（円/ドル）	140.08	138.77
北海道 （申請時は9～11月の価格を採用）	原油（円/kl）	95,549	82,572
	LNG（円/ton）	152,007	132,509
	石炭（円/ton）	56,336	53,189
	為替（円/ドル）	143.75	138.77

卸電力市場価格の考え方・採録期間①

- 各事業者の申請における卸電力市場価格の考え方・採録期間等は、以下のとおり。

各事業者の申請概要

	北海道電力	東北電力	東京電力 ｴﾅｼﾞｰﾊﾟｰﾄﾅｰ	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
考え方	エリアプライス **実績値＋補正**	**第3者機関** （MPX） **の想定値** **＋補正**	**TOCOMの** **電力先物価格** 東エリア ベースロード	エリアプライス **実績値**	エリアプライス **実績値**	エリアプライス **実績値＋補正**	システム プライス **実績値**
採録期間 ・ 算定方法	申請前の**3年**（2019～21年度）の実績値を基に、申請前の３ヶ月（2022年9～11月、基準燃料価格と同期間）の平均値と同値となるよう補正	MPX社データ（需給バランス等）と東北電力データ（基準燃料価格）を基に、想定値を計算	申請前の**1ヶ月**（2022年10月1日～31日）	申請前の**1年**（2021年10月～2022年9月）	申請前の**1年**（2021年10月～2022年9月）	申請前の**1年**（2021年9月～2022年8月）の実績値を基に、2021年9～12月は2022年と同水準となるよう補正	申請前の**3ヶ月**（2022年7～9月、基準燃料価格と同期間）
単純平均価格 （円/kWh）	26.23	38.65	35.60	20.72	20.32	21.42	24.85

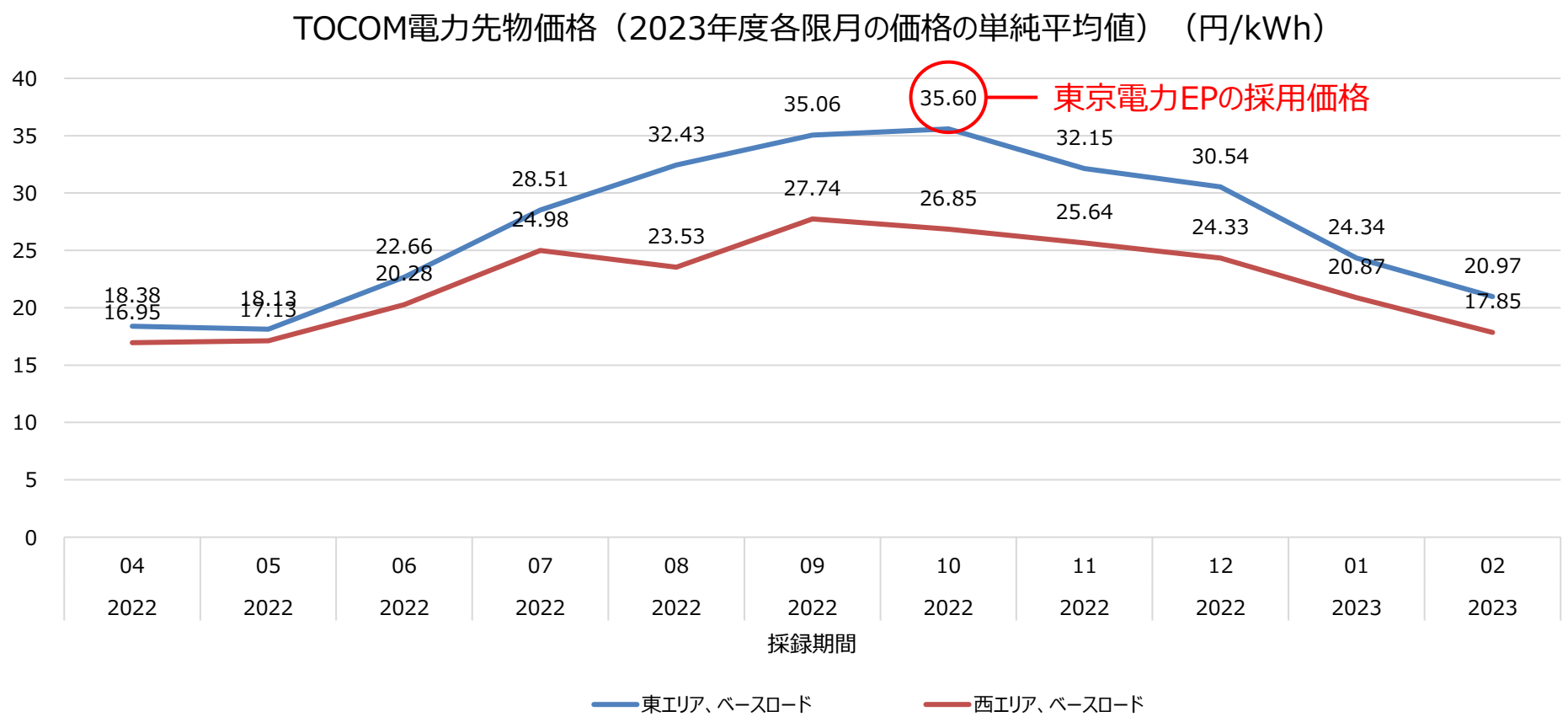
※東京電力EPにおいては、23年4月限～24年3月限の先物価格を採録している。
※沖縄電力においては、取引所取引は存在しないが、FIT購入において回避可能費用（スポット市場と時間前市場の加重平均）を使用している。

卸電力市場価格の考え方・採録期間②

- 卸電力市場価格については、原価算定期間においても変動することが見込まれる一方、現行の制度においては、燃料費とは異なり、**燃料費調整制度のように、その変動を自動的に調整する仕組みが無い**。
- そのため、燃料費のように、特定の採録期間を採用する制度的な必然性はないものと考えられる。こうした中、過去の料金審査では、申請前の過去1年の実績値を採用していた。なお、一般に、卸電力市場価格には季節性があることから、燃料費とは異なり、1年間の値を採用することに合理性があると考えられる。
- こうした点も踏まえ、**卸電力市場価格の考え方・採録期間について、どのように考えるべきか**。
- そもそも、先述のとおり、事業者によって考え方が大きく異なる。大別すると、①**過去実績値**、②**第3者機関による将来予測値**、③**電力先物価格**を採用している事業者が存在する。この点、**どのような考え方が合理的か**。エリアの違いこそあるものの、同じ市場の価格であることを考えれば、申請者によって考え方が大きく異なるのは望ましくなく、**基本的に考え方は統一すべきか**。
- また、採録期間について、**各事業者の申請時点の数値を採用することが適切か**。あるいは、**直近の数値に更新することが適切か**。

【参考】電力先物価格の推移

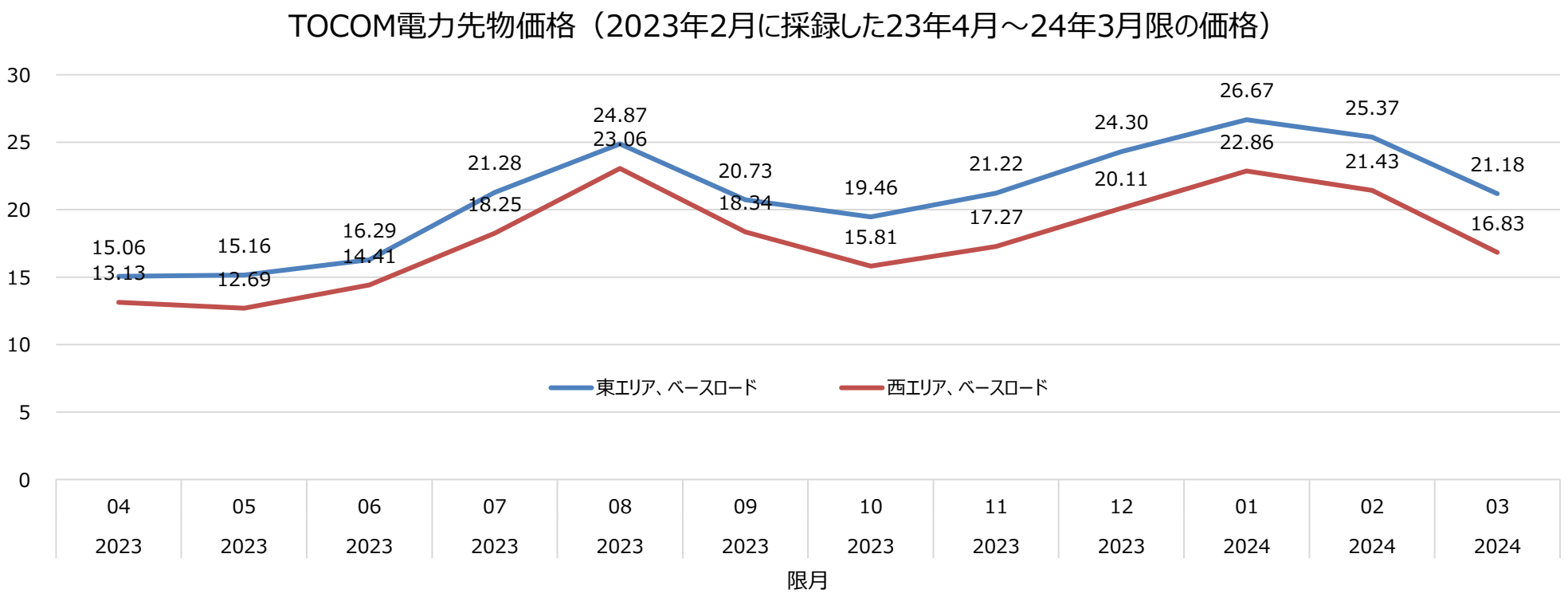
- 足下では、**電力先物価格も下落傾向**。



※上記グラフは、2023年度の各限月の電力先物価格の平均値をプロットしたもの。例えば、2023年2月時点では、2023年4月～2024年3月限の先物商品（東エリア、ベースロード）の価格の平均が20.97円/kWhとなることを表している。
※なお、東京電力EPは、2022年10月時点の価格（平均35.60円/kWh）を採用している。

【参考】電力先物価格の見通し（採録期間を2月（1ヶ月）とする場合）

- 2023年2月時点における、2023年度各限月の先物価格は、以下のとおり。
- 23年度の単純平均は、東エリアで20.97円/kWh、西エリアで17.85円/kWhとなる。



【７．参考資料】

①燃料費等の採録期間について（第37回料金制度専門会合）

②燃料費等の採録期間について②（第38回料金制度専門会合）

③各項目の査定額一覧

経済産業省

資料６

燃料費等の採録期間について②

2023年3月15日（水）

第38回　料金制度専門会合

事務局提出資料

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

※資料の編集の都合上、ページ番号などを一部修正

本日ご議論いただきたい点について

- 前回会合（第37回）では、為替を含めた燃料価格・卸電力市場価格の採録期間をどのように設定すべきか、御議論いただいた。
- 本日は、前回会合の御議論を踏まえつつ、引き続き、**燃料価格・卸電力市場価格の採録期間について、御議論いただきたい**。
- あわせて、**今後の料金審査の進め方についても、御議論いただきたい**。

１．燃料価格の採録期間

２．卸電力市場価格の考え方と採録期間

３．今後の審査の進め方

【参考】前回会合（第37回）における委員の御意見（燃料価格）

○燃料費調整制度が適用されるので、採録期間をどの期間にしても電気料金には影響を与えないと理解。留意点としては**上限価格は変わることになり得るが、基本的には電気料金に影響を与えない**。**一方、公聴会や国民の声をはじめ、最新の為替や燃料価格を用いるべきとの御指摘が多いことは重く受け止める必要**がある。**できる限り直近の数字を使うのが良い**のではないか。（華表委員）

○**直近三ヶ月をとるか、申請前の三か月をとるかは、結局は中立的**な話。**燃調の上限価格が変わるだけ**で、発射台の問題**だが**、**昨今の色々な御意見を踏まえれば、直近のものをできるだけ使う方が説明はしやすい**と思う。（川合委員）

○**再計算するのはかなりの労力**がかかる。**ルール通りにやっているのに、そういう大きなコストがあることを考えれば、申請前の三カ月を採用するのも十分あり得る選択肢、合理的な選択肢**だと思う。**一方、燃調で上限価格を除けば中立になることは**、いろんな形で繰り返し繰り返し説明しているが、**なかなか理解していただくのが難しい現状を考えれば、とても大きなハードルがあることも事実で、それも大きなコスト**だと考えると、**事務のコストとどっちをとるのか、という決断**になる。（松村委員）

○**結果的に中立だとわかりながら、電力事業者の皆さんに、もう一回計算してください、というのを何とも心苦しい**と思っていたが、**ただやはり、公聴会の議論をみても、燃調がここまで理解されてないのかというのも、感じるところ**がある。**1.5倍の上限価格が引き下げになるところにこだわりを持ったご意見を持っていらっしゃる、というのも聞こえてくる**し、**料金は中立と言いつつも、その直近の値でもう一回計算し直すということをやらざるを得ない**のかな、と思っている。（圓尾委員）

○燃調の制度、本当にほとんどの方は理解されていないという現状は、報道を見ていてそんな気もするので、そこの**分かりやすさを第一の論点として考えればいい**のかなという気がする。**燃調の上限価格に少しでも影響する、わずかにでも実質的なことがある以上は、直近の期間で決められた方が分かりやすいのではないか**。（梶川委員）

為替を含めた燃料価格の採録期間【論点①】

- 燃料費については、燃料費調整制度に基づき、為替も反映した円建て価格で月々の電気料金に自動的に反映されることとなるため、原価に織り込まれる燃料価格の採録期間をどのように設定するかは基本的には料金に影響を与えない。
- そうした中、前回会合において、燃料費調整制度と整合的な申請を行っている事業者に対して燃料費の採録期間を変更して**再計算を求めることは大きなコストを生じさせる**、採録期間を**申請前の３ヶ月とすることも合理的な選択肢**、といった御指摘があった。
- 一方で、「国民の声」をはじめ、**最新の為替や燃料価格を用いるべきとの御指摘が多いことは重く受け止める必要があり、できる限り直近の数字を使うのが良い**、公聴会における議論においても**燃料費調整制度が理解されていない**、**分かりやすさを第一の論点として考えれば良い**、といった御指摘が多くあった。
- また、**燃料費調整制度の上限価格に少しでも影響する以上、直近の期間で決めた方が分かりやすい**のではないか、といった御指摘もあった。
- こうした御指摘を踏まえ、各事業者において、**燃料価格の採録期間を直近の3か月（2022年11月～2023年1月）として再算定することとしてはどうか**。

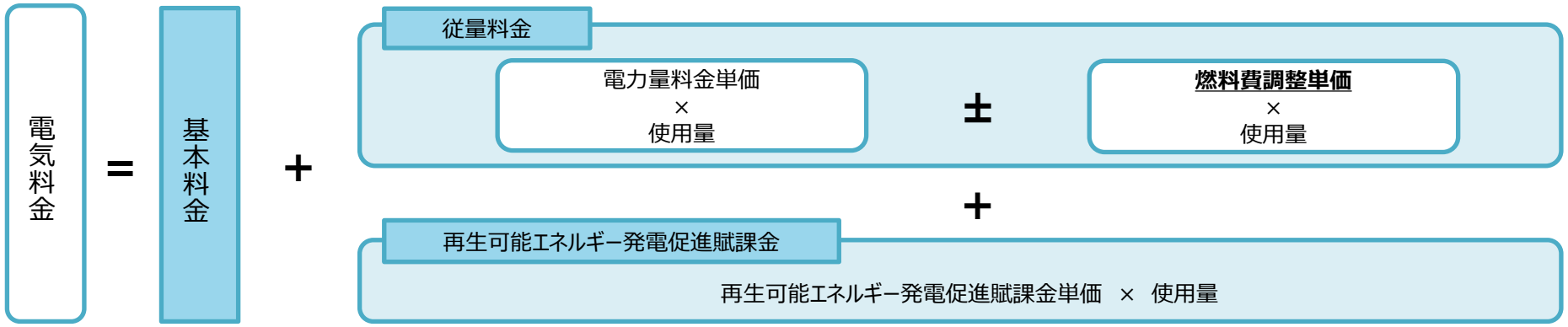
  ※本日（3月15日）時点で公表されている最新の貿易統計は、2023年1月の「9桁速報値」。

【参考】燃料費調整制度の概要

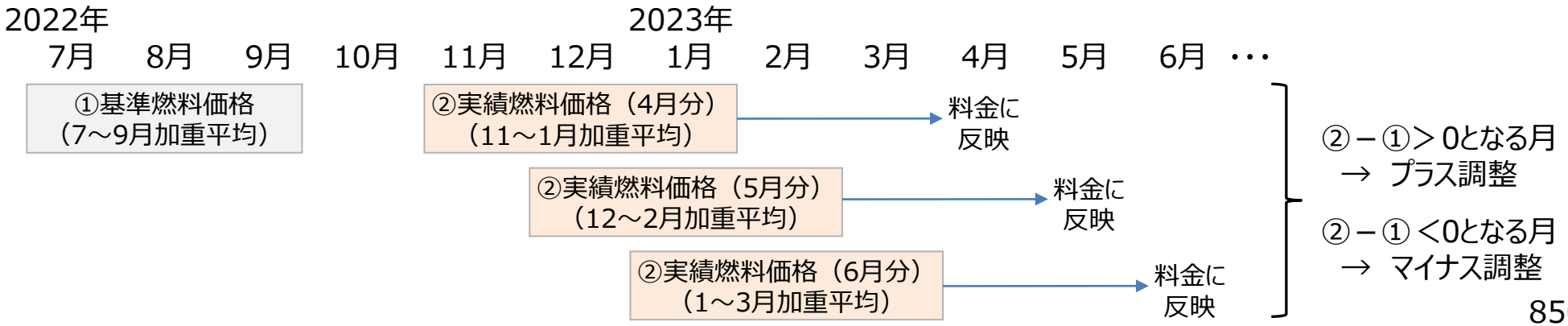
第37回　料金制度専門会合
資料５より抜粋

- 燃料費調整制度は、**原油・LNG・石炭の燃料価格**（為替を反映した円建ての日本着ベースの価格）**の変動**を、毎月の電気料金に反映する仕組み。
- **①料金申請の直前3か月の貿易統計価格に基づいて算定した「基準燃料価格」**と、**②各月の3～5か月前の貿易統計価格に基づいて算定した「実績燃料価格」**の差を、燃料費調整単価に換算し、月々の電気料金に反映（※ただし、規制料金では、反映可能な範囲に上限有り）。

【電気料金の構成】



【燃料費調整の考え方】（※「2022年11月申請、2023年4月料金改定」の場合）



【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（抜粋）

（燃料費調整制度）

第四十条　事業者は、（中略）契約種別ごとの料金を、各月において、当該月の開始の日に、次項の規定により算定される基準平均燃料価格と第三項の規定により算定される実績平均燃料価格との差額（同項の規定により算定される実績平均燃料価格が、次項の規定により算定される基準平均燃料価格に一・五を乗じて得た額を超える場合にあっては、同項の規定により算定される基準平均燃料価格に〇・五を乗じて得た額）に第四項の規定により算定される基準調整単価を千で除して得た値を乗じて得た額により、増額又は減額（以下「調整」という。）を行わなければならない。

2　基準平均燃料価格は、改正法附則第十八条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする特定小売供給約款の認可の申請の日（中略）若しくは旧法第十九条第四項の規定により変更しようとする特定小売供給約款の届出の日**において公表されている直近三月分**（直近一月分を用いることができない合理的な理由があるときは、その前の直近三月分）**の小売電気事業等の用に供した石炭、石油及び液化天然ガス**（輸入されたものに限る。以下「燃料」という。）**ごとの円建て貿易統計価格**（関税法（昭和二十九年法律第六十一号）第百二条第一項第一号に基づく統計により認識することが可能な価格をいう。次項において同じ。）の平均値に、小売電気事業等の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量（メガジュールで表した量をいう。以下同じ。）を当該燃料の一キログラム当たりの発熱量で除して得た値（石油にあっては、一）に原価算定期間において小売電気事業等の用に供する当該燃料の発熱量が当該期間において小売電気事業等の用に供する燃料ごとの発熱量の総和に占める割合を乗じて算定した値であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たもの（次項において「換算係数」という。）を乗じて得た額を合計した額とする。

3　実績平均燃料価格は、**調整を行う月の五月前から三月前までの期間**において小売電気事業等の用に供した**燃料ごとの円建て貿易統計価格**の平均値に、換算係数を乗じて得た額の合計額とする。

4　基準調整単価は、千円を単位として調整すべき一キロワット時当たりの単価として、原価算定期間において小売電気事業等の用に供する燃料ごとの発熱量の総和を小売電気事業等の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量で除して得た値を当該期間における販売電力量で除して得た値を基に契約種別ごとに定めた単価であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たものとする。

１．燃料価格の採録期間

２．卸電力市場価格の考え方と採録期間

３．今後の審査の進め方

【参考】前回会合（第37回）における委員の御意見（卸電力市場価格）

○卸電力市場価格についても状況は同じ。説明性の高さが求められる。**基本的な考え方は統一すべき**。**第三者機関の予測値を使うことの説明性はあまり高くない**のではないか。他方、過去実績と先物価格は悩ましい面がある。**先物の方が市場参加者の将来的な電力価格のコンセンサスを表していると言えるので妥当**と思うが、**現状の日本の市場環境を考えたときに、そのプライスディスカバリー機能が十分果たせている程に流動性があるのかは論点になる**のではないか。**流動性が十分あると考えるのであれば先物価格、十分ではないと考えるのであれば実績値**がよいのでは。採録期間について、**過去実績であれば直近1年**、**先物価格であれば2023年度平均を取った最新の数字**を取るのが一番説明しやすいのではないか。（華表委員）

○**第三者機関の予測値は取るべきではない**。過去実績であれば過去１年、先物であれば直近の数字が望ましいが、**過去実績は**、どこから過去1年なのか、スポット市場価格の長期推移のグラフを見て分かるように、**これだけ実績の高いところを用いて今後を見ていくことは違和感はある**。**先物市場は**、これから参加者も増え、新電力等も先物を見ながら価格を抑えていくという報道も見られるので、**一定の合理性はある**と思う。認知度や参加者をもう少し増やす工夫が別途いるとは思うが、これ自体は間違いではないという気がしている。（川合委員）

○本来は**フォワードルッキングなので、先物価格を使うのが理論的には正しいのではないかという発想は正しい**と思う。**一方で、大きな壁があり、先物価格はコマ別ではなく月平均となっている**。FIT買取価格で回避可能費用を計算する際に、本来は365日、48コマに割って計算しないと正確に出ず、特に太陽光発電においては太陽光が出る時間帯は市場価格が下がるので、きちんと反映する必要があるが、**月平均の値をコマ毎に割り振ることに関しては、一定の恣意性が入る可能性がある**。**掛け算割り算でやるのか、足し算引き算でやるのかでも大きな違いが出てくる**、より具体的に言うと、例えば市場価格が最低価格の0.01円になっているコマは、おそらく先物価格と関係なく0.01円になると思うが、どう調整されているのかを相当考える必要があり、大きなハードルがある。その点を考えれば、**過去実績は理屈として問題があると認識しつつも、365日、48コマの数値が客観的なデータとして出てくる大きなメリットがあることを考えれば、今回はそちらを採用する方がよい**のではないか。（松村委員）

○**第三者機関の予測値を使うのは論外**と思うが、**過去実績と先物価格は基本的にどちらでもよい**と思うし、**理論的には先物価格**だと思う。**1,2年前と比較して先物が市場としての指標価格として使える有効性も高まっているので、先物を使うことに今の時点で躊躇することはない**。**先物の直近の値を使用するのは十分今やれることだと思うし、松村委員ご指摘の問題もあるので、過去実績を使うというのもあると思う。将来的にはやはり先物を使う事を志向していくことはコンセンサスなのではないかと思った**。（圓尾委員）

○**卸電力市場価格の考え方については、これも皆さまが仰られたとおり、第三者機関というのは多少無理があって、透明性が無い**というのは前回も話したとおりである。先物と実績ということに関しても、**先物の理論性というのはすごくよく分かる**が、何となく表面的に出てくる価格という結果論的で何の論理性もないが、現下の情勢では**今までの実績1年間という方が、結果出てくる数値的なことと考えて、多くの消費者の理解が得やすいのではないか**という観点である。(梶川委員)

卸電力市場価格の考え方と採録期間【論点②】

- 今回の料金改定申請で、卸電力市場価格については、大別すると、①**過去実績値**、②**第3者機関による将来予測値**、③**電力先物価格**を採用している事業者が存在。
- そうした中、前回会合において、**基本的な考え方は統一すべき**との御指摘があった。
- その上で、②第3者機関による予測値は、説明性が高くない、採用すべきではない、との御意見で一致した一方、**①過去1年の実績値を採用するか、③直近の電力先物価格を採用するか、については、それぞれ支持する御意見と懸念点の御指摘**があった。
- 具体的には、①過去1年の実績値を採用することは、**コマ別のデータが客観的に得られる**点にメリットがあるとの御意見があった一方で、**価格が高かった過去1年の実績値を今後の見積りとすることには違和感がある**との懸念も指摘された。
- 他方、③直近の電力先物価格は、**フォワードルッキングという料金算定の考え方に照らして正しい**、**指標価格としての有効性という観点からも十分に採用できる**、といった御意見があった一方で、**コマ別ではなく月別のデータとなるため、コマ別の価格を算定する際に、恣意性が入る可能性がある**との懸念が指摘された。
- こうした御指摘を踏まえれば、**将来価格の見積もりとして直近の電力先物価格を採用する方が説明性が高い**と考えられる。このため、**直近の電力先物価格を採用することとしつつ、コマ別の価格を算定する際に恣意性が生じないよう、その算定方法も具体的に示した上で、各事業者において再算定を行うこととしてはどうか**。

卸電力市場価格の考え方と採録期間【論点②】（続き）

- 具体的には、まず、直近の電力先物価格として、**2023年2月における東京商品取引所における23年度各限月の電力先物価格（上記1か月間の平均値）を採用することとしてはどうか**。
- その際、

  ① 東日本の事業者（北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー）は東エリアの24時間商品の先物価格を、

  ② 西日本の事業者（北陸電力、中国電力、四国電力）は西エリアの24時間商品の先物価格を、

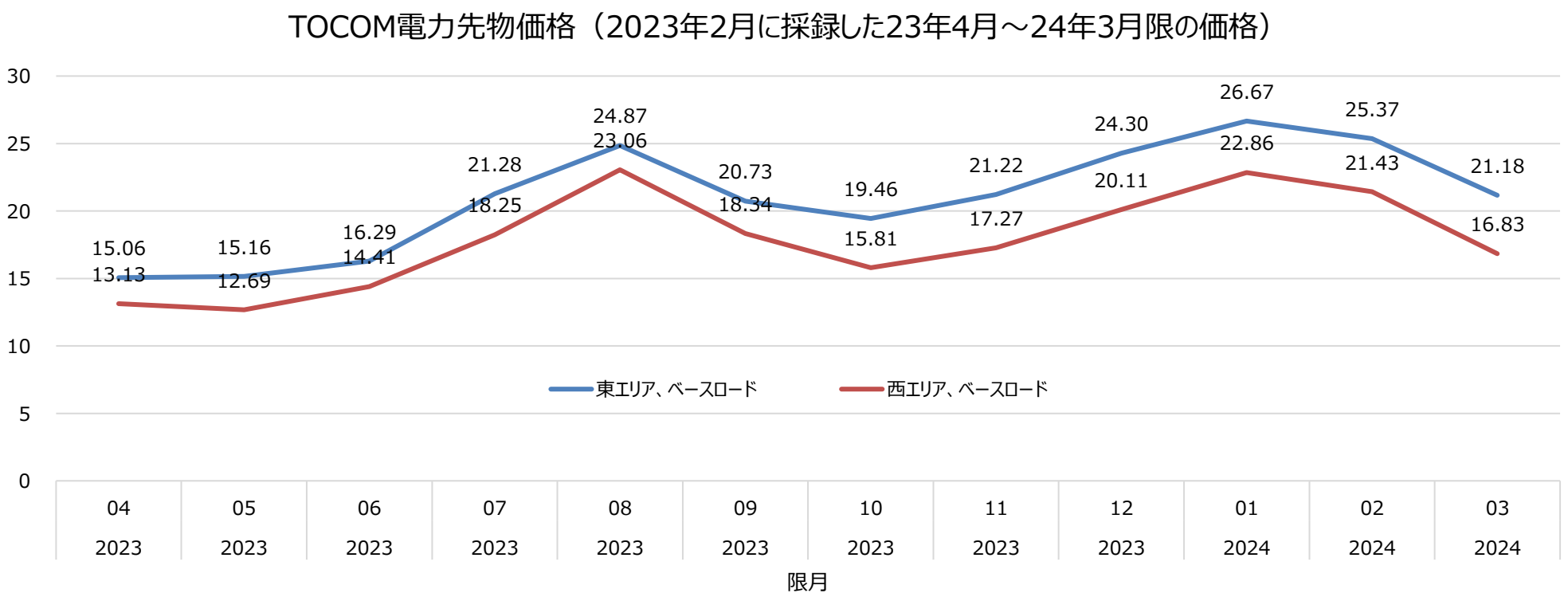
  ③ スポット市場及び先物商品がない沖縄の事業者（沖縄電力）は両者の単純平均値を、

  それぞれ用いることとしてはどうか。
- また、料金算定に用いるコマ別の価格の算定方法については、**月間平均値が先物価格となるよう、過去1年の各月のコマ別の実績価格を比例的に補正**する（**コマ別の実績価格に、先物価格（月平均）／実績価格（月平均）を乗じる**）こととしてはどうか。

第37回　料金制度専門会合
資料５を編集

【参考】電力先物価格の見通し（2023年2月時点）

- 2023年2月時点における、2023年度各限月の先物価格は、以下のとおり。
- 23年度の単純平均は、東エリアで20.97円/kWh、西エリアで17.85円/kWhとなる。



【参考】電力先物価格に基づくコマ別の市場価格の算定方法（案）

- 算定方法（コマ別の実績価格に、先物価格（月平均）／実績価格（月平均）を乗じる）の具体的なイメージは以下のとおり。

※実際の市場価格との整合性から、小数第三位で四捨五入し、最低価格は0.01円とすることを想定。

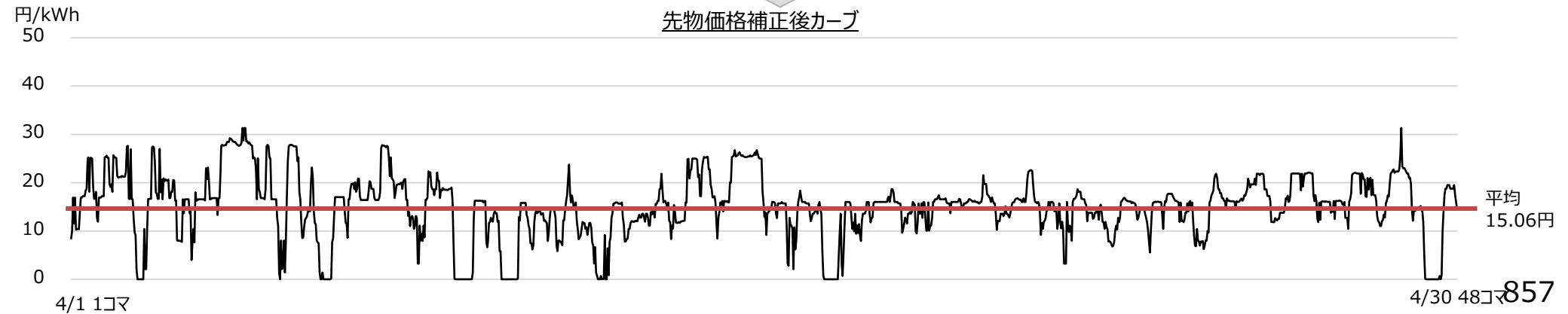
（例：2023年4月、東京エリアの場合）

東京エリアプライス価格実績カーブ

（2022年4月1日～4月30日、コマ単位）

コマ毎のスポット市場実績価格
×
2023年4月先物価格（15.06円/kWh）
2022年4月スポット市場価格月平均値（21.65円/kWh）

先物価格補正後カーブ



第37回　料金制度専門会合
資料５を編集

【参考】卸電力市場価格の考え方・採録期間

- 各事業者の申請における卸電力市場価格の考え方・採録期間等は、以下のとおり。

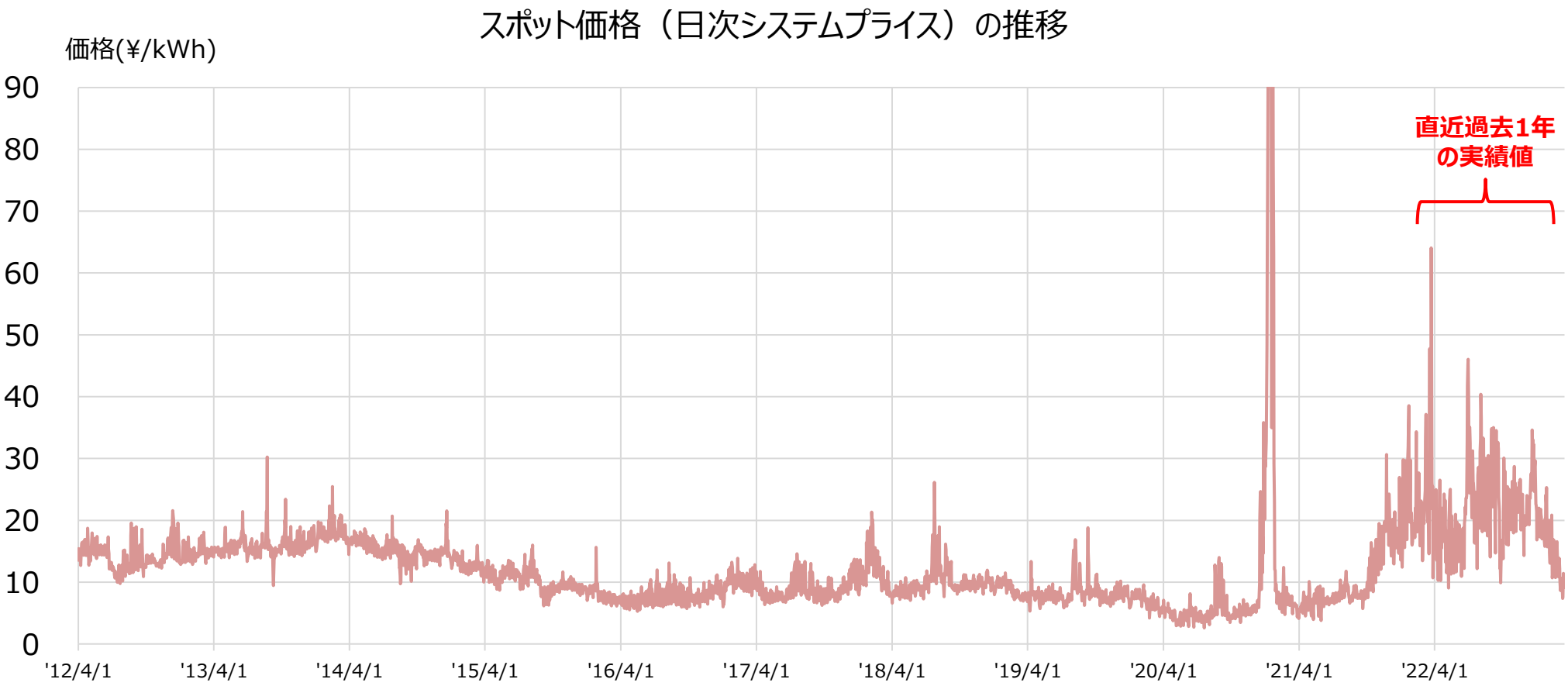
各事業者の申請概要

	北海道電力	東北電力	東京電力 ｴﾅｼﾞｰﾊﾟｰﾄﾅｰ	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
考え方	エリアプライス **実績値＋補正**	**第3者機関** （MPX） **の想定値** **＋補正**	**TOCOMの** **電力先物価格** 東エリア ベースロード	エリアプライス **実績値**	エリアプライス **実績値**	エリアプライス **実績値＋補正**	システム プライス **実績値**
採録期間 ・ 算定方法	申請前の**3年**（2019～21年度）の実績値を基に、申請前の３ヶ月（2022年9～11月、基準燃料価格と同期間）の平均値と同値となるよう補正	MPX社データ（需給バランス等）と東北電力データ（基準燃料価格）を基に、想定値を計算	申請前の**1ヶ月**（2022年10月1日～31日）	申請前の**1年**（2021年10月～2022年9月）	申請前の**1年**（2021年10月～2022年9月）	申請前の**1年**（2021年9月～2022年8月）の実績値を基に、2021年9～12月は2022年と同水準となるよう補正	申請前の**3ヶ月**（2022年7～9月、基準燃料価格と同期間）
単純平均価格 （円/kWh）	26.23	38.65	35.60	20.72	20.32	21.42	24.85

※東京電力EPにおいては、23年4月限～24年3月限の先物価格を採録している。
※沖縄電力においては、取引所取引は存在しないが、FIT購入において回避可能費用（スポット市場と時間前市場の加重平均）を使用している。

【参考】卸電力市場価格の推移

- 長期的な推移を見ると、**過去1年のスポット市場価格は高水準で推移**。
- 一方、足下では、**燃料価格（特にLNGスポット価格）の低下等を受けて、低下傾向**。



【参考】取引所取引におけるマッチングの考え方

N年度				N+1年度				N+2年度			
4月	5月	・・・・・・・・・・・・	3月	4月	5月	・・・・・・・・・・・・	3月	4月	5月	・・・・・・・・・・・・	3月

各月代表日を抽出
（平日1日・休日1日）

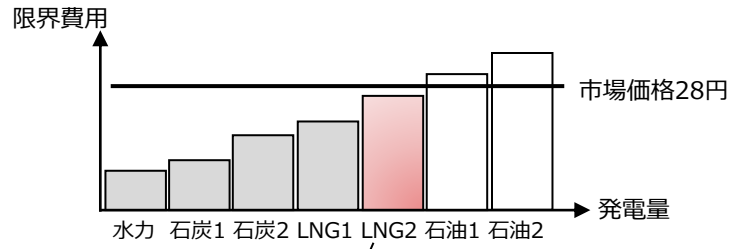
①代表日について、コマ別に需給バランス作成※1

需給バランスのイメージ（灰色は、需要を賄うために稼働予定のユニット）

コマ	需要量(kWh)	供給力(kWh)								
		ユニット	再エネ太陽光	水力	石炭1	石炭2	LNG1	LNG2	石油1	石油2
		限界費用	1円	5円	10円	15円	20円	25円	30円	35円
0:00-0:30	4,000		0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
・・・										
11:30-12:00	7,000		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
・・・										
23:30-24:00	5,000		0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

②市場想定価格を当てはめて限界費用の大小をコマ単位で比較し、市場売買料金（＝取引量×市場価格）を算出※2

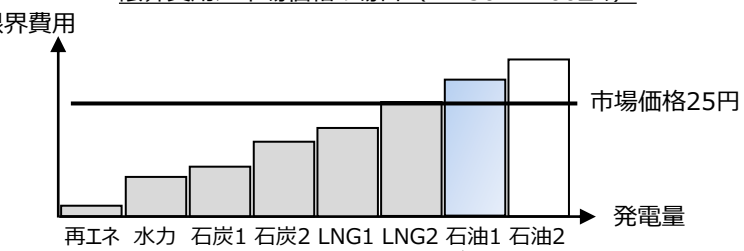
限界費用＜市場価格の場合（0:00-0:30コマ）



需要を賄うため
LNG1まで稼働

余剰分について燃料を焚き増し、自社余剰電源を販売
【販売電力料】▲28円×1,000の販売増
【燃料費】25円×1,000の燃料費増
【全体】▲3円×1,000の控除収益増

限界費用＞市場価格の場合（11:30-12:00コマ）



需要を賄うため
石油1まで稼働
予定だった

市場より高値のユニットは燃料を焚き減らし、
自社電源より安価な価格で市場調達
【購入電力料】25円×1,000の購入増
【燃料費】▲30円×1,000の燃料費減
【全体】▲5円×1,000のコスト減

③一か月分の市場売買料金を算出

(平日代表日の市場売買料金(②)×平日の日数)＋(休日代表日の市場売買料金(②) ×休日の日数)

④各月の市場売買料金を①～③で算出し、３か年分を積算して、取引所取引の原価を算出

※1 マッチング対象日について、中国・四国は365日×原価算定期間3年分で行っている。
※2 マッチング単位について、東電EPはコマ別ではなく月単位で行っている。

１．燃料価格の採録期間

２．卸電力市場価格の考え方と採録期間

３．今後の審査の進め方

今後の審査の進め方

- 燃料価格及び卸電力市場価格を変更して料金の再算定を行う場合、料金算定の前提が大きく変わることに加え、燃料費調整制度における基準燃料価格の採録期間を2022年11月～2023年1月に揃える必要があるため、各事業者において、一度この時点で**補正を行うこととしてはどうか**。

  ※料金算定規則では、燃料費調整制度における基準燃料価格の算定には、申請の日において公表されている直近3か月の燃料価格（貿易統計価格）を用いることとされている。

- その上で、燃料費や購入・販売電力料など、再算定によって大きく数値が変わることが見込まれる費用については、再算定結果を待った上で、更新された数値をもって、さらなる審査を進めていくこととしてはどうか。

- また、**各事業者において再算定を進める間も、今般の再算定に直接影響を受けない費目を中心に、審査を進めていくこととしてはどうか**。

【７．参考資料】

①燃料費等の採録期間について（第37回料金制度専門会合）

②燃料費等の採録期間について②（第38回料金制度専門会合）

③各項目の査定額一覧

各項目の査定額一覧

項目	小分類	査定方針	査定額（億円・3か年平均）						
			北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
燃料費	石炭	単価のトップランナー査定による減額。	-	102.7	-	-	87.8	37.0	9.6
	LNG	中長期契約・価格体系未合意分単価のトップランナー査定による減額。	2.4	33.2	-	86.3	-	-	2.8
		中長期契約数量の査定による減額。	-	64.9	-	-	4.5	-	-
		スポット調達単価の査定による減額。	-	77.0	-	-	29.8	-	-
		マレーシア産LNGの単価の査定等による減額（四国電力のみ）。	-	-	-	-	-	7.2	-
	補正指示に基づく再算定	経済産業大臣からの補正指示（2023年3月22日付け）に基づき、直近の燃料価格、卸電力市場価格及び電力先物価格を踏まえて原価等の再算定を行ったことによる補正。	371.2	85.2	-	247.4	20.0	154.9	27.1
	燃料費 計		373.5	363.1	-	333.7	142.0	199.2	39.5
購入・販売電力料		購入分と販売分の負荷パターンの違いを考慮した上で、購入電力料が販売電力料を上回る部分について、控除収益として織り込むこととし、その差額を料金原価から減額。	-	-	-	-	-	-	15.5
	新市場以外	申請後に契約を締結し、又は契約締結に係る交渉を行うものに関しては、コスト削減を求めることが困難な費用を除き、既に織り込まれている効率化努力分が合理的である場合には、その足らざる部分について、申請者に求める水準（経営効率化パートにおける発電部門の効率化係数）の効率化努力を求め、料金原価から減額。 加えて、申請事業者の関係会社との取引に関しては、一般管理費等について、削減を求めることが困難であるものを除き、出資比率等を勘案し、申請事業者に求める水準（経営効率化パートにおける発電部門の効率化係数）の効率化努力を求め、料金原価から減額。	2.2	30.7	182.8	9.7	9.5	7.3	1.8
		スポット市場価格で調達した場合の費用に対する、原価上の相対購入電力料の比率について、東京電力EPより当該比率の低い（調達が効率的である）事業者の水準まで効率化努力を求める（トップランナー査定を行う）こととし、申請との差分を料金原価から減額。	-	-	316.1	-	-	-	-
		購入先事業者から容量市場落札額を確認した契約については、当該内容を織り込むとともに、まだ見直し協議を終えていない契約については、契約容量（kW）に容量市場全体における落札割合（燃種別）を乗じた値に、約定価格（円/kW）を乗じた控除額を算定し、料金原価から減額。	-	16.5	-	12.4	-	-	-
		原価に織り込んでいる相対販売料収入が、相対販売量（未確定分）をすべてスポット市場で販売を行った場合の収益（コマ単位で積算）を下回っている場合には、その差額を控除収益として追加的に織り込むこととし、料金原価から減額。	-	-	-	112.1	-	-	-
		FIT買取費用について月単位での算定を求め、申請との差分について料金原価から減額。	-	-	-	-	27.7	-	-
		各費目の査定結果を踏まえた最終的な補正においては、2023年度供給計画を基に料金原価を補正。	▲ 1.6	-	▲ 27.2	-	-	-	-
	容量市場	容量拠出金は営業費の１つとして、容量確保契約金額は控除収益の１つとして、それぞれ料金原価に反映。	-	31.7	-	-	-	-	-
		実需給前年度の比率を用いて算定することとし、原価織り込み額を下回る部分について料金原価から減額。	-	-	-	-	7.0	-	-
		容量拠出金についてはオークション対象の実需給年度分の総額を織り込むべきであり、原価織り込み額を上回る部分について料金原価に反映。 容量確保契約金額についてもオークション対象の実需給年度分の総額を織り込むべきであり、原価織り込み額を上回る部分について料金原価から減額。	-	-	-	6.1	-	-	-
	調整力	需給調整市場に係る収入（控除収益）について、託送料金に織り込まれる一般送配電事業者の調整力費用や実績額等を基に再算定し、足らざる部分について料金原価から減額。	41.5	51.1	44.4	2.5	45.3	17.6	-
		調整力公募に係る収入（控除収益）について、確定済みの落札結果を織り込むこととし、足らざる部分について料金原価から減額。	-	25.3	-	-	0.5	3.0	-
		ブラックスタート機能公募に係る収入（控除収益）について、確定済みの落札結果を織り込むこととし、足らざる部分について料金原価から減額。	-	0.1	-	0.3	-	-	-
	非化石価値取引市場（購入）	第十次中間とりまとめで示された2023～2025年度（第二フェーズ）の中間目標値の考え方を踏まえ、2024年度及び2025年度の中間目標値は2023年度と同じと想定して算定した原価織り込み額を料金原価に反映。	2.1	6.9	82.8	0.9	1.8	▲ 5.7	-
	補正指示に基づく再算定	経済産業大臣からの補正指示（2023年3月22日付け）に基づき、直近の燃料価格、卸電力市場価格及び電力先物価格を踏まえて原価等の再算定を行ったことによる補正。	160.7	1,441.5	6,759.4	▲ 312.9	74.2	▲ 147.1	21.1
	購入・販売電力料 計		205.0	1,603.8	7,358.4	▲ 168.9	166.1	▲ 124.7	38.3
原子力バックエンド費用	特定放射性廃棄物処分費	四国電力の将来の単価を見込んだ料金原価の算定方法については認めないこととして減額。算定に用いている拠出金単価に関し、2023年の拠出金単価に改定されたことに伴い、申請において2022年の拠出金単価を用いている場合は、2023年の拠出金単価を用いて算定し料金原価に反映。	-	▲ 2.1	-	-	▲ 2.4	2.4	-
	原子力発電施設解体費	四国電力のエスカレーションを反映した算定方法については認めないこととして減額。算定に用いている総見積額に関し、2022年度の数値が確定したことに伴い、申請において2021年度の数値を用いている場合は、2022年度の数値を用いて算定し料金原価に反映。	▲ 2.3	▲ 1.7	-	▲ 1.2	▲ 1.6	5.1	-
	使用済燃料再処理等拠出金 発電費	東北電力は、誤って使用済燃料発生量を過大に算定していたことから、誤りを修正することにより料金原価から減額。	-	1.2	-	-	-	-	-
	原子力バックエンド費用 計		▲ 2.3	▲ 2.6	-	▲ 1.2	▲ 4.0	7.5	-
人員計画・人件費	役員給与	社外役員の給与水準について、過去の査定水準（1人当たり800万円）を超える部分は減額。	-	0.2	-	-	-	0.0	-
	従業員１人当たりの年間給与水準	１人当たりの年間給与水準について、賃上げ分の原価算入は認めないため減額、また最新の統計値に基づき再算定。「相談役・顧問の秘書」と「役員の秘書」を兼任している場合、相談役・顧問の秘書分は減額。	▲ 2.1	▲ 2.9	▲ 1.6	3.9	▲ 7.7	0.8	2.3
	超過労働給与	１人当たりの超過労働給与について、10社平均の水準の超過分を減額。	1.9	0.0	8.0	-	5.8	-	-
	出向者手当・控除口	出向者給与について、電気事業の遂行に必要かつ有効と認められないもの、自由競争の環境にある発電・小売分野の企業への出向分については原価算入を認めないこととして減額。	0.9	1.7	▲ 0.6	0.2	0.8	▲ 0.2	0.0
	退職給与金（退職給付水準）	退職給付水準（１人当たりメルクマール）について、最新の統計調査の「定年」の調査値を参照することによる減額。	-	0.0	1.7	0.1	-	3.4	-
	退職給与金（年金資産の期待運用収益率）	年金資産を運用する期待運用収益率が2%を下回る設定をしている場合について、料金原価上は2%と設定することを習当とし、その収益率の差分を原価に反映。	-	-	-	-	5.1	-	-
	給料手当振替額	（給料手当の査定と連動して変動）	0.0	0.0	▲ 0.1	▲ 0.0	0.0	▲ 0.0	▲ 0.0
	法定厚生費	事業主負担割合について、過去に査定した事業主負担割合を適用し、超過分は減額。（2023年度：51.04%、2024年度：50.69%、2025年度：50.34%）	0.6	1.2	-	0.7	0.8	0.5	0.5
	法定厚生費	（給料手当の査定と連動して変動等）	▲ 0.0	▲ 0.2	0.9	0.6	1.0	0.1	0.2
	委託集金費	委託集金業務に係る費用の水準について、契約口数当たりの単価で比較し、10社平均の超過分は減額。	-	-	-	-	-	-	0.4
	雑給	雑給の水準について、総販売電力量当たりの単価で比較し、8社平均の超過分は減額。	5.0	-	-	1.4	-	0.0	0.1
	人件費 計		6.4	0.0	8.3	6.8	5.8	4.7	3.5
修繕費	メルクマール期間の取扱い	料金審査要領の原則を踏まえ、恣意性を排除する観点から、各事業者とも直近5年間(2017～21年度)をメルクマール算定期間とし、当該期間で算定したメルクマールを超過する部分は減額。	-	39.2	-	-	-	-	1.3
	メルクマール超過分（水力・火力等）	火力・水力については、一般的な修繕の範囲で取り組んでいる事業者がいること、「公共工事設計労務単価」と「工事積算用労務単価」との乖離については、メルクマール算定期間において、労務単価の乖離幅が大幅に変化している訳ではないことを踏まえ、これらを超過要因として認めず当該部分は減額。	28.5	-	-	-	10.7	4.7	-
	メルクマール超過分（原子力）	泊発電所3号機に係る費用のうち再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用については、再稼働時期に係る不確実性も考慮し、当該部分は減額（原価算定期間中に原子力発電所の再稼働を見込んでいる場合は、その起動前点検費用など、メルクマールを超過した分を認めることとする。）。	14.3	-	-	-	-	-	-
	災害復旧修繕費	災害復旧修繕費について、各事業者とも料金審査要領に則って算定していることを確認。	-	-	-	-	-	-	-
	個別案件の査定	原価算定期間中に計画している工事が過去と同じ内容であったが、過去の費用より多く見積もっている部分は減額。また、原価算定期間中に計画していた工事が2022年度中に竣工した部分は減額。	-	-	-	0.0	0.2	-	-
	設備投資（固定資産）に係る査定	電気事業の運営にとって真に不可欠な設備と認められない不使用設備などに係る修繕費については、当該部分を料金原価から減額。	0.4	4.7	-	-	0.0	0.2	-
	非化石証書の販売収入	非化石証書の販売収入を「拡充・改良投資」と「修繕・除却」に按分しているところ、修繕に按分された金額について、修繕費から減額。	-	-	-	-	0.2	-	-
	修繕費 計		43.2	43.9	-	0.0	11.2	5.0	1.3

項目	小分類	査定方針	査定額（億円・3か年平均）						
			北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
設備投資	減価償却費	詳細は別紙１を参照。	0.5	14.4	-	6.3	0.3	7.7	0.8
	固定資産除却費	泊発電所の特定重大事故等対処施設関連の除却費を査定したことにより、料金原価から減額。	1.6	-	-	-	-	-	-
		非化石証書収入を按分して除却費用に充当したことにより、料金原価から減額。	-	-	-	-	0.1	-	-
	設備投資 計		2.1	14.4	-	6.3	0.4	7.7	0.8
事業報酬		特別監査等によるレートベースの減額。詳細は別紙１を参照。	0.8	2.9	-	1.1	8.7	0.5	0.4
		非化石証書販売収入の未償却残高相当のレートベースからの減額。詳細は別紙１を参照。	0.1	2.2	-	2.4	0.1	2.2	-
		効率化係数適用影響を反映。	2.6	4.0	2.0	2.2	9.5	0.9	0.3
		総原価変動影響を反映。	3.9	8.6	36.9	0.6	1.7	1.2	0.5
		事業報酬率の査定による影響を反映。	6.0	3.4	11.0	1.2	▲ 50.0	▲ 9.8	▲ 3.3
		新たに算定した事業報酬が、事業者の申請値を上回る場合、超過分を認めないことによる減額。	-	-	-	-	29.9	4.9	2.3
		託送料金改定によるネットワーク事業報酬の増減を反映。		▲ 89.5	▲ 25.0	▲ 19.8	▲ 46.6	▲ 16.4	
		東京電力HD・東京電力RPについて自主カット前のレートベースで算定。	-	-	15.5	-	-	-	-
		JERAをレートベースに含めることによる影響を反映。	-	-	11.1	-	-	-	-
	事業報酬 計		13.3	▲ 68.4	51.5	▲ 12.2	▲ 46.7	▲ 16.4	▲ 0.0
その他経費	廃棄物処理費	詳細は別紙２を参照。	0.0	0.1	-	-	-	-	0.2
	消耗品費	詳細は別紙２を参照。	0.5	1.0	1.0	4.1	0.7	0.0	0.6
	補償費	詳細は別紙２を参照。	-	-	-	0.7	-	-	0.7
	賃借料	詳細は別紙２を参照。	0.0	1.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
	委託費	詳細は別紙２を参照。	5.7	2.2	68.6	6.6	10.0	4.5	0.0
	損害保険料	詳細は別紙２を参照。	-	-	-	-	-	0.1	-
	普及開発関係費	詳細は別紙２を参照。	2.4	20.0	15.3	3.1	0.2	0.9	0.2
	養成費	詳細は別紙２を参照。	0.3	0.8	0.2	0.1	0.0	0.1	0.0
	研究費	詳細は別紙２を参照。	0.6	2.3	13.7	0.6	0.7	0.8	0.0
	諸費	詳細は別紙２を参照。	1.0	1.9	2.4	0.5	2.2	0.8	0.1
	貸倒損	詳細は別紙２を参照。	0.0	0.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
	電力費振替勘定（貸方）	詳細は別紙２を参照。	-	0.2	-	0.0	-	-	-
	小計		10.6	29.7	101.6	15.7	14.0	7.2	1.9
	その他（燃料費等再算定影響）	審査の結果、料金原価に織り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している費用については、その変化分を反映。	1.2	0.3	-	5.4	▲ 0.5	1.8	0.0
	その他（上記以外）	審査の結果、料金原価に織り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している費用については、その変化分を反映。	0.8	1.0	9.3	0.0	▲ 1.8	▲ 0.2	-
	その他経費 計		12.6	31.0	110.8	21.1	11.7	8.8	1.9
公租公課	法人税等関係	8社の直近10年の単純平均値（一株当たり29.5円）を基に、一株当たりの配当金額は30円とすることとして減額。	16.0	38.6	36.9	16.2	28.0	8.0	3.5
		利益準備金積立額の料金原価への算入は認めないこととして減額。	4.5	-	-	-	-	-	-
		東京電力EPの配当金額を推計する方法で算定。	-	-	2.9	-	-	-	-
	その他関係（固定資産税）	設備投資における特別監査の結果などを踏まえて、不使用設備などに係る固定資産税は減額。	0.1	1.6	-	0.1	0.0	0.2	0.1
		審査の結果、料金原価に織り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している公租公課については、その変化分を反映。	0.6	-	0.0	0.4	2.2	0.3	0.0
	その他関係（雑税）	審査の結果、料金原価に織り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している公租公課については、その変化分を反映。	0.1	0.0	-	0.0	0.2	0.0	0.0
	その他関係（事業税）	審査の結果、料金原価に織り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している公租公課については、その変化分を反映。	0.3	0.7	-	0.2	0.4	0.1	-
		事業税（収入割）は、売上に対して課される収入金課税方式のため、審査の結果を踏まえて、総原価が減少した分については、事業税も減額。	6.2	7.4	7.4	4.5	2.4	3.4	0.7
	公租公課 計		27.8	48.4	47.3	21.4	33.2	12.1	4.3
控除収益	電気事業雑収益	過去の平均実績等を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額。	-	1.8	0.2	0.0	0.1	5.6	0.1
	預金利息	過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額。	0.0	-	-	-	-	-	-
	賠償負担金相当収益	事業者の報告のとおり、料金原価を補正。	0.3	1.4	-	-	-	-	-
	廃炉円滑化負担金相当収益	事業者の報告のとおり、料金原価を補正。	-	2.3	-	-	-	-	-
	その他（電気事業雑収益）	審査の結果、料金原価に織り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している控除収益については、その変化分を反映。	▲ 0.2	-	-	▲ 0.2	▲ 0.0	0.0	▲ 0.1
	その他（預金利息）	審査の結果、料金原価に織り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している控除収益については、その変化分を反映。	-	▲ 0.0	-	-	-	-	-
	控除収益 計		0.1	5.5	0.2	▲ 0.2	0.1	5.6	▲ 0.1
経営効率化	減価償却費	効率化係数適用により、料金原価から減額。	7.4	10.0	10.3	3.1	19.8	2.1	0.5
		関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.0	0.1	-	-	0.0	0.0	-
	固定資産除却費	効率化係数適用により、料金原価から減額。	5.5	5.5	0.0	2.5	3.8	2.1	0.3
		関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.0	0.1	-	0.0	0.0	0.0	-
	修繕費	効率化係数適用により、料金原価から減額。	37.7	25.0	0.0	6.6	21.4	32.7	4.4
		関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.5	1.6	-	0.4	0.6	0.6	0.1
	消耗品費	効率化係数適用により、料金原価から減額。	1.6	0.8	0.7	1.4	0.7	1.4	0.1
		関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.0	0.0	-	0.0	0.0	0.0	0.0
	委託費	効率化係数適用により、料金原価から減額。	43.6	12.9	37.9	15.6	27.7	25.0	1.5
		関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.7	0.5	0.3	0.6	1.3	0.9	0.1
	普及開発関係費	効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.3	0.2	0.1	0.3	0.1	0.6	0.0
		関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.0	0.0	-	0.0	0.0	0.0	0.0
	養成費	効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.8	0.5	0.2	0.3	0.6	0.6	0.0
		関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.0	0.0	-	0.0	0.0	0.0	-
	研究費	効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.9	2.0	0.1	1.0	1.3	2.7	0.0
		関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.0	0.0	-	0.0	0.0	0.3	-
	諸費	効率化係数適用により、料金原価から減額。	2.7	0.6	3.3	0.8	0.6	3.2	0.0
		関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.1	0.1	-	0.0	0.0	0.1	-
	経営効率化 計		101.9	59.9	52.9	32.7	78.2	72.3	7.1
ヤードスティック		個別査定を行わない経費の電源部門及び非電源部門ごとの額に査定率を乗じて算定した額を減額。	0.5	-	-	0.0	0.2	▲ 0.0	-
	ヤードスティック 計		0.5	-	-	0.0	0.2	▲ 0.0	-
総合計			784.2	2,098.9	7,629.4	239.4	398.1	181.7	96.6

【別紙１】固定資産関連の査定額一覧

項目	小分類	査定方針	査定額（億円・３か年平均）						
			北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
固定資産関連	特別監査による査定	不使用の土地・建物・機械装置の査定。	0.2	0.7	-	6.4	0.4	0.0	0.0
		社宅の査定。	-	-	-	-	-	10.7	0.4
		PR館の査定。	-	5.0	-	-	-	-	-
		厚生施設（スポーツ施設など）の査定。	0.2	2.6	-	-	2.4	-	-
		貸与設備の査定。	-	0.1	-	-	-	-	0.2
		先行投資（新設発電所）と建設準備口の二重計上分の査定。	-	-	-	3.3	-	-	-
		建設準備口の査定。	-	-	-	0.7	665.4	-	-
		予備品・予備設備の査定。	-	49.7	-	-	-	6.7	4.9
		書画・骨董の査定。		3.7	-	-	-	-	-
		工場立地法等に基づき課される緑化義務面積を超える緑地等の査定。	15.3	42.1	-	-	-	-	7.7
	その他の査定	泊発電所３号機の安全対策工事のうち、再稼働時期に応じて必要となる工事に係る建設工事口の査定。	24.0	-	-	-	-	-	-
		特定投資先から受領が見込まれる配当金分を特定投資から減額査定。	-	0.2	-	-	-	-	-
		非化石証書販売収入の未償却残高相当を非化石電源設備から控除。	2.0	80.4	-	88.9	3.4	83.0	-
	固定資産関連 計		41.7	184.4	-	99.3	671.6	100.4	13.1

上記の固定資産関連の査定による、料金原価の減額影響は以下のとおり。

減価償却費		特別監査等による減額。	0.0	8.3	-	0.1	0.0	1.5	0.8
		非化石証書販売収入の償却相当の減額。	0.5	6.1	-	6.1	0.3	6.2	-

項目	小分類	査定方針	査定額（億円・３か年平均）						
			北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
レートベース	特定固定資産	特別監査による、不使用の土地・建物・機械装置の査定。	0.2	0.7	-	6.4	0.4	0.0	0.0
		特別監査による、社宅の査定。	-	-	-	-	-	10.7	0.4
		特別監査による、PR館の査定。	-	5.0	-	-	-	-	-
		特別監査による、厚生施設（スポーツ施設など）の査定。	0.2	2.6	-	-	2.4	-	-
		特別監査による、貸与設備の査定。	-	0.1	-	-	-	-	0.2
		特別監査による、先行投資（新設発電所）と建設準備口の二重計上分の査定。	-	-	-	3.3	-	-	-
		特別監査による、予備品・予備設備の査定。	-	49.7	-	-	-	6.7	4.9
		特別監査による、書画・骨董の査定。	-	3.7	-	-	-	-	-
		特別監査による、工場立地法等に基づき課される緑化義務面積を超える緑地等の査定。	15.3	42.1	-	-	-	-	7.7
		非化石証書販売収入の未償却残高相当のレートベースからの減額査定。	2.0	80.4	-	84.6	3.4	83.0	-
	建設中の資産	特別監査による、建設準備口の査定。	-	-	-	0.4	332.7	-	-
		泊発電所３号機の安全対策工事のうち、再稼働時期に応じて必要となる工事に係る建設工事口の査定。	12.0	-	-	-	-	-	-
		非化石証書販売収入の未償却残高相当のレートベースからの減額査定。	-	-	-	2.1	-	-	-
	核燃料資産	燃料諸元（為替レート）の置き換えに伴う核燃料資産の増加。	-	▲ 0.3	-	-	-	▲ 0.7	-
	特定投資	特定投資先から受領が見込まれる配当金分を特定投資から減額査定。	-	0.2	-	0.0	-	-	-
	運転資本	燃料費・他社購入電源費・他社販売電源料の置き換え及び他の営業費項目の査定による営業資本の減額。	92.0	262.1	939.6	22.9	49.1	22.0	12.2
		燃料費の置き換えに伴う貯蔵品の減額。	46.7	45.4	-	30.9	17.8	24.7	4.9
	レートベース 計		168.4	491.6	939.6	150.6	405.8	146.4	30.2

上記のレートベースの査定による、料金原価の減額影響は以下のとおり。

事業報酬		特別監査等によるレートベースの減額。	0.8	2.9	-	1.1	8.7	0.5	0.4
		非化石証書販売収入の未償却残高相当のレートベースからの減額。	0.1	2.2	-	2.4	0.1	2.2	-

【別紙２】その他経費の査定額一覧

事業者	小分類	査定方針	査定額 （億円・３か年平均）
北海道電力	廃棄物処理費	苫小牧発電所で使用するアンモニア購入単価について、実績単価を上回る部分を料金原価から減額。	0.0
	消耗品費	図書費については、他の事業者の1人当たりの費用と比較し、過大となっている部分を料金原価から減額。	0.2
		什器工具費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている机・椅子・家電の買い替え分などは、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、当該実績値から控除した上で再算定し、これに基づき料金原価から減額。	0.3
	賃借料	設備賃借料について、過去実績に基づいて算定している項目中に、原価算定期間で発生する見込みの無い費用が算入されていたことから、当該費用分を料金原価から減額。	0.0
	委託費	原子力の再稼働に関する委託費用のうち、再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用 （例：使用前事業者検査に係る委託費用）については、修繕費における整理と同様に、料金 原価への算入を認めない。	3.3
		住宅設備の省エネ・電化機器に関する問合せ対応費用について、電気事業の運営に必要不可欠と言えないことから料金原価から除く。	1.4
		料金の請求等に関する業務委託費用について、過大となっている費用（退職金及び厚生費）を料金原価から減額。	1.0
		集金代行業務に係る委託費用のうち、手数料率の見直しに伴って再算定し、申請額を上回る分については、料金原価への算入を認めない。	0.0
	普及開発関係費	省エネ推進に係るもののうち販売促進の側面が強い費用や、主に電源立地地域を対象としていない発電施設などの施設見学会に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	1.9
		PR館に付随する科学・地域展示の管理費など、電気事業に供しない施設に係る費用を料金原価から除く。	0.3
		パンフレット等による情報提供のうち、電気事業の運営上必要不可欠とは言えない情報提供（例：観光情報）に係る費用を料金原価から除く。	0.3
	養成費	省エネに係る研修など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.3
	研究費	自社研究費において、費用の優先度が低い新たなエネルギーサービスの実用化研究などを、料金原価から減額。	0.6
	諸費	団体費のうち、電力ISAC及び原子力エネルギー協議会については、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	0.2
		原子力発電所の再稼働に関する旅費について、過去実績を上回る部分は、料金原価から減額。	0.5
		電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：奨励金）を料金原価から除く。	0.4
	貸倒損	一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額。	0.0
	その他経費　小計		10.6

事業者	小分類	査定方針	査定額 （億円・3か年平均）
東北電力	廃棄物処理費	能代火力発電所で使用するアンモニア購入単価について、実績単価を上回る部分を料金原価から減額。	0.1
	消耗品費	図書費について、他の事業者の1人当たりの費用と比較し、過大となっている部分を料金原価から減額。	0.5
		什器工具費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている机・椅子・家電の買い替え分などは、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、当該実績値から控除した上で再算定し、これに基づき料金原価から減額。	0.2
		印刷費、封筒作成等に係る費用については、直近実績を上回る部分を料金原価から減額。	0.3
	賃借料	社宅や寮の借地借家料について、合理的な理由無く、周辺物件の平均的な水準を上回っている場合などは、当該超過分などを料金原価から減額。	1.0
	委託費	Web受付業務に含まれる加入促進施策などの販売促進に係る費用等の優先度が低い費用を料金原価から除く。	2.2
	普及開発関係費	節電・省エネ推進・脱炭素に係るもののうち販売促進の側面が強い費用や、地域イベント支援に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	16.7
		PR館に付随する植物園の管理費など、電気事業に供しない施設に係る費用を料金原価から除く。	0.6
		パンフレット等による情報提供のうち、電気事業の運営上必要不可欠とは言えない情報提供（例：観光情報）に係る費用などを料金原価から除く。	2.7
	養成費	DX研修に係る費用や販売促進に係る研修費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.4
		電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：資格取得に伴う祝金）を料金原価から除く。	0.3
	研究費	電中研の分担金及び自社研究費において、費用の優先度が低い販売促進に係る研究などを、料金原価から減額。	2.3
	諸費	団体費のうち、原子力エネルギー協議会については、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	0.3
		販売促進に係る料金プラン加入案内DMの郵便料については、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	0.1
		電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：表彰金）を料金原価から除く。	1.5
	貸倒損	一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額。	0.2
	電力費振替勘定（貸方）	電力費振替勘定（貸方）の算定において、附帯事業用の振替単価の誤りを修正することにより料金原価から減額。	0.2
	その他経費　小計		29.7

事業者	小分類	査定方針	査定額 （億円・3か年平均）
東京電力EP	消耗品費	カスタマーセンター運営に伴う恒常的な事務用品などは、直近実績に、原価算定期間で追加的に費用の発生が見込まれるものを加えた額を上限として、上限超過分は料金原価から減額。	0.2
		社内PCやコピー用紙などの購入費用について、単価などの根拠が不明な部分は、料金原価から減額。	0.9
	賃借料	販売促進のための借家料及び電気事業に供しない設備の賃借料を料金原価から除く。	0.1
	委託費	電気料金の収納代行に係る委託費用については、実績単価を上回る部分は料金原価から減額。	62.3
		節電や省エネ推進を目的とした委託費用（省エネプログラム）やメディアトレーニングの支援業務などに係る費用について、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、料金原価から減額。	4.4
		太陽光発電の設置・運用などを行う事業（オンサイトPV）などに係る委託費用については、電気事業の運営に必要不可欠と言えないことから、料金原価から減額。	0.6
		本社業務の一部委託等に係る費用について、過去実績を上回る部分は料金原価から減額。	1.4
	普及開発関係費	節電・省エネ推進・脱炭素に係るもののうち販売促進の側面が強い費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	15.3
	養成費	電化に係る研修費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.2
		電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：資格取得に伴う祝金）を料金原価から除く。	0.0
	研究費	電中研の分担金及び自社研究費等において、費用の優先度が低い脱炭素化や電化に係る研究などを料金原価から減額。	13.7
	諸費	省エネオペレーションサービスに関する業務委託などに係る費用は、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	2.4
	貸倒損	一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額。	0.3
	その他経費　小計		101.6

事業者	小分類	査定方針	査定額 （億円・3か年平均）
北陸電力	消耗品費	什器工具費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれているPHSやPCなどの買い替え分は、原価算定期間に発生する見込みが無いため、当該実績値から控除した上で再算定し、料金原価から減額。	0.5
		事務用品費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている帳票作成費用やソフトウェアライセンス料は、原価算定期間に発生する見込みが無いため、当該実績値から控除した上で再算定し、料金原価から減額。	2.2
		設備保全システムの改修に伴うライセンス追加購入費用などについて、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、料金原価から減額。	1.1
		新聞や書籍などの購入費について、自主カット分を適切に反映出来ていなかったことから、当該分を料金原価から減額。	0.3
	補償費	汚染負荷量賦課金について、過去実績に基づいて合理的に算定した額を上回る部分は、料金原価から減額。	0.3
		臨時的補償費（例：発電所周辺の浚渫工事による補償費）について、事業の実施時期などを合理的に説明できない部分は、料金原価から減額。	0.5
		臨時的補償費・損害賠償費のうち、過去実績を基に一括計上しているものについて、算定根拠となる過去実績の採録誤りを修正し、料金原価に反映。	▲ 0.1
	賃借料	社宅や寮の借地借家料などについて、合理的な理由無く、周辺物件の平均的な水準を上回っている場合などは、当該超過分を料金原価から減額。	0.1
	委託費	原子力発電所の再稼働に係る委託費用のうち、審査の進捗に応じて追加的に必要となる費用については、その実施時期等を合理的に説明できない部分を料金原価から減額。	0.6
		「北陸電力グループのカーボンニュートラル達成に向けたロードマップ」の目標値（2030年代早期に再エネ開発量＋100万kW以上）達成のための新規水力開発や陸上風力の調査・設計に係る委託費用等については、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、料金原価から減額。	5.3
		不動産会社向けのポータルサイトの改修費用等については、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	0.8
	普及開発関係費	脱炭素化に向けた新サービスに係るもののうち販売促進の側面が強い費用や、主に電源立地地域を対象としていない発電施設などの施設見学会に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	2.3
		PR館に付随するテラスなどの電気事業に供しない施設に係る費用を料金原価から除く。	0.7
		パンフレット等による情報提供のうち、電気事業の運営上必要不可欠とは言えない情報提供（例：観光情報）に係る費用などを料金原価から除く。	0.0
	養成費	自己啓発に係る研修費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.1
	研究費	電中研の分担金及び自社研究費において、費用の優先度が低い環境・社会に関する研究や、団体費としての性格を持つ活動費用などを料金原価から減額。	0.6
	諸費	電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：年功慰労金）を料金原価から除く。	0.5
	貸倒損	一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額。	0.0
	電力費振替勘定（貸方）	電力費振替勘定（貸方）を計上していなかったところ、計画電力量と振替単価に基づき、原価算定期間に発生すると見込まれる額を料金原価に反映。	0.0
	その他経費　小計		15.7

事業者	小分類	査定方針	査定額 （億円・3か年平均）
中国電力	消耗品費	什器工具費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている机・椅子・書棚の買い替え分などは、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、当該実績値から控除した上で再算定し、これに基づき料金原価から減額。	0.3
		事務用品費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている家電や飛沫防止用パーテーションの買い替え分などは、料金改定申請を行う状況下における費用の　優先度を踏まえ、当該実績値から控除した上で再算定し、これに基づき料金原価から減額。	0.3
		料金改定に伴う約款・要綱の印刷費のうち、2024～25年度分に関し、当該期間に費用の発生が明確に見込まれないことから、料金原価から減額。	0.1
	賃借料	工事の実施が確定していないものの、その準備段階として、各種調査などを行った場合の費用（建設準備口）であって、原価算定期間中に建設工事口に計上する予定が無いものに関する賃借料については、設備投資における査定の整理を踏まえて、料金原価から除く。	0.1
	委託費	地域の脱炭素化に向けた調査委託費用や、販売促進に係るシステム改修など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	9.7
		工事の実施が確定していないものの、その準備段階として、各種調査などを行った場合の費用（建設準備口）であって、原価算定期間中に建設工事口に計上する予定が無いものに関する委託費については、設備投資における査定の整理を踏まえて、料金原価から除く。	0.2
	普及開発関係費	主に電源立地地域を対象としていない発電施設などの施設見学会に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.2
	養成費	省エネに係る研修など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.0
	研究費	電中研の分担金及び自社研究費において、費用の優先度が低い地域の脱炭素化や地域振興のための研究などを料金原価から減額。	0.7
	諸費	モバイル端末の更新に伴い不要となった通信費用や販売促進に係る通信費用等を料金原価から減額。	1.2
		工事の実施が確定していないものの、その準備段階として、各種調査などを行った場合の費用であって、原価算定期間中に建設工事口に計上する予定が無いものに係る諸費については、設備投資の整理を踏まえて、料金原価から除く。	0.2
		電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：表彰金）を料金原価から除く。	0.8
	貸倒損	一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額。	0.0
	その他経費　小計		14.0

事業者	小分類	査定方針	査定額 （億円・3か年平均）
四国電力	消耗品費	EV充電サービスに係る印刷費などについて、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、料金原価から減額。	0.0
	賃借料	社宅や寮の借地借家料について、合理的な理由無く、入居率が90%未満となる場合などは、当該下回る分を料金原価から減額。	0.0
		道路占用料について、標識の設置等に係る占用料の一部計上誤りを修正することにより料金原価から減額。	0.0
	委託費	将来の課題解決のためのシステム関連委託費用、新規ビジネスや新サービスの検討に係る委託費用等については、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	4.5
		経理関連業務の委託について、過去実績を上回る部分については、料金原価を減額。	0.0
	損害保険料	太陽光発電の設置・運用などを行う事業（PVサービス）などに係る損害保険料について、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から減額。	0.1
		火災保険料について、西条火力発電所リプレースに伴う増額分の加算誤りを修正することにより料金原価から減額。	0.0
	普及開発関係費	節電に係るもののうち販売促進の側面が強い費用や、主に電源立地地域を対象としていない発電施設などの施設見学会に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.7
		PR館に付随する観光案内などの電気事業に供しない施設に係る費用を料金原価から除く。	0.1
		パンフレット等による情報提供のうち、電気事業の運営上必要不可欠とは言えない情報提供（例：観光情報）に係る費用を料金原価から除く。	0.1
	養成費	他業種への短期派遣に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.0
		電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：資格取得に伴う祝金）を料金原価から除く。	0.0
	研究費	電中研の分担金及び自社研究費において、費用の優先度が低い環境・社会に関する研究などを料金原価から減額。	0.8
	諸費	団体費のうち、原子力エネルギー協議会については、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	0.1
		EV充電サービスに係る費用については、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	0.1
		人件費（委託集金費）の査定を反映し、郵送料を料金原価から減額。	0.5
	貸倒損	一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額。	0.0
	その他経費　小計		7.2

事業者	小分類	査定方針	査定額 （億円・3か年平均）
沖縄電力	廃棄物処理費	石炭灰処理に係る契約単価について、実績単価を上回る部分を料金原価から減額。	0.2
	消耗品費	図書費について、他の事業者の1人当たりの費用と比較し、過大となっている部分を料金原価から減額。	0.1
		潤滑油脂の購入費用について、過去実績を上回る部分は、料金原価から減額。	0.0
		光熱費について、送配電事業用電力料の控除分の算定誤りを修正し、料金原価から減額。	0.6
	補償費	汚染負荷量賦課金について、過去実績に基づいて合理的に算定した額を上回る部分は、料金原価から減額。	0.7
	賃借料	社宅や寮の借地借家料について、合理的な理由無く、周辺物件の平均的な水準を上回っている場合などは、当該超過分を料金原価から減額。	0.0
	委託費	地域振興に係る費用や原価算定期間に具体的な計画のない調査委託費用などについては、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	0.0
		相談役に係る費用（専用車の運転業務）を料金原価から除く。	0.0
	普及開発関係費	地域交流イベントや環境教育に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.2
		施設見学会のノベルティに係る費用など、電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用を料金原価から除く。	0.0
	養成費	省エネに係る研修など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.0
		電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：異業種交流に関するセミナー）を料金原価から除く。	0.0
	研究費	電中研の分担金及び自社研究費において、農業ビジネスや地域貢献に係る研究や費用の優先度の低い研究、団体費としての性格を持つ活動費用などを料金原価から減額。	0.0
	諸費	通信運搬費について、過去実績を上回る部分は料金原価から減額。	0.0
		電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：表彰金）を料金原価から除く。	0.1
	貸倒損	一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額。	0.0
	その他経費　小計		1.9