

特定小売供給約款の変更認可申請 に係る査定方針案について

2023年4月27日（木）
電力・ガス取引監視等委員会

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. 査定方針案の概要

6. 査定方針案の各論

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. レートメイク・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。）について、電力・ガス取引監視等委員会としての査定方針案を取りまとめたものである。
- 本申請について、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タ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し、その審査結果を踏まえて、査定方針案として取りまとめたものである。

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. 査定方針案の概要

6. 査定方針案の各論

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

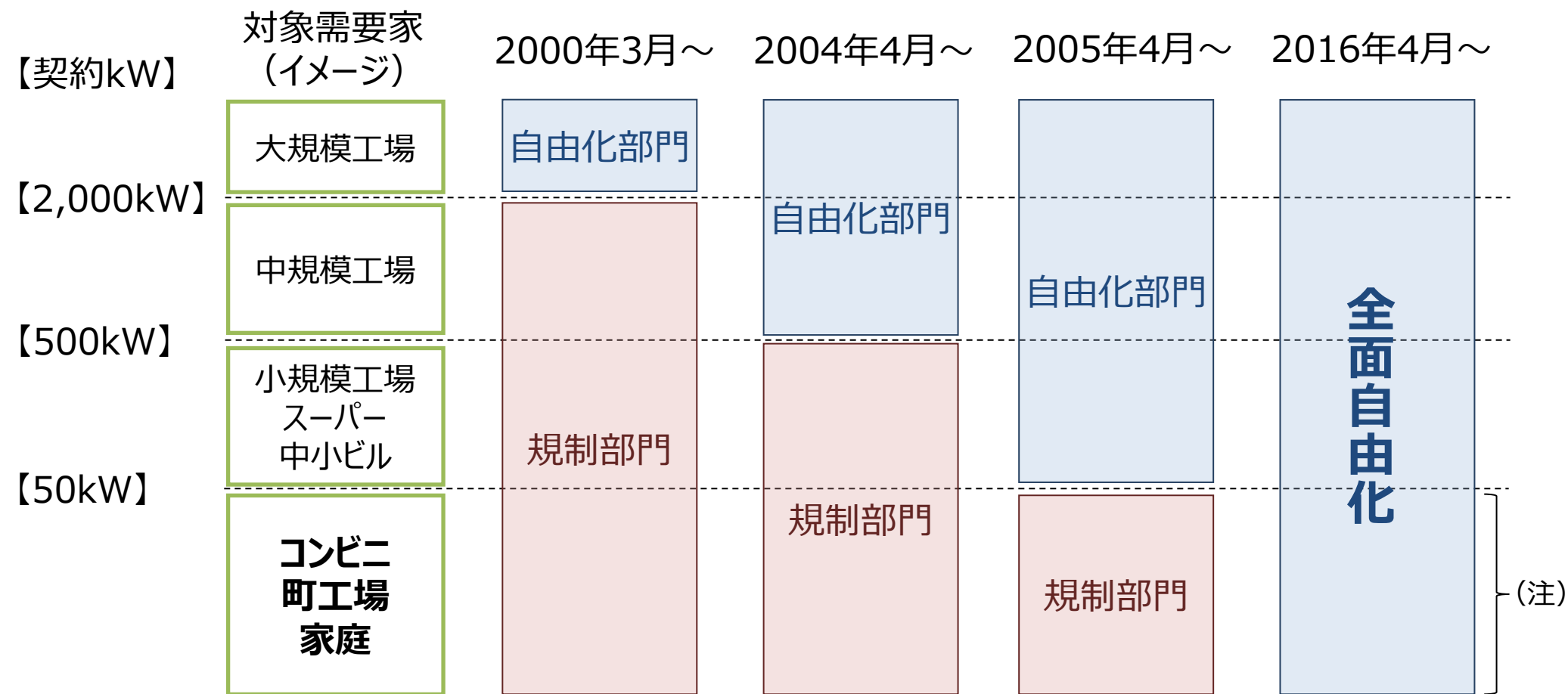
6－13. 費用の配賦

6－14. レートメイク・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、「電気の利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利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、本申請に係る意見聴取**があった。

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「当会合」という。）で、**中立的・客観的かつ専門的な観点で検討**することとされた。
- これを受け、当会合では、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、当会合では、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検討**を進めた。公聴会では、当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～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～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利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）

第二十二條 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. 査定方針案の概要

6. 査定方針案の各論

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. レートメイク・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。
- これを踏まえて、経済産業大臣から各事業者に対して補正の指示がなされ、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23年度各限月の電力先物価格の平均値を採用し、当該平均値を用いて、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			東北			東電EP			北陸			中国			四国			沖縄		
	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	1,279	2,447	2,292	394	971	944
購入電力料	912	1,940	1,879	3,540	8,963	6,139	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	224	196	196	87	66	66
修繕費	540	434	434	722	868	868	1,686	1	1	337	415	415	438	488	488	309	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	283	329	329	92	87	87
その他経費	538	736	736	1,038	1,191	1,191	3,488	1,040	1,040	310	514	514	661	783	783	525	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	136	167	167	23	31	31
原子力バック エンド費用	56	46	46	24	155	155	-	-	-	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	190	209	209	52	62	62
控除収益	▲52	▲127	▲127	▲91	▲161	▲161	▲341	▲62	▲62	▲31	▲113	▲113	▲92	▲282	▲282	▲63	▲188	▲188	▲11	▲8	▲8
総原価※1	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※2	1,307	1,728	1,636	2,628	3,494	3,291	10,042	12,985	11,813	401	584	589	1,039	1,365	1,357	600	770	768	577	830	813
規制料金原価 の改定率※2	-	32.2%	25.2%	-	32.9%	25.2%	-	29.3%	17.6%	-	45.8%	46.9%	-	31.3%	30.6%	-	28.1%	27.9%	-	43.8%	40.9%

※1 送配電関連費を除く。

※2 送配電関連費を含む。北海道は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（2.70％）を含まない。沖縄は規制料金全体（低圧・高圧）の数値。

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。

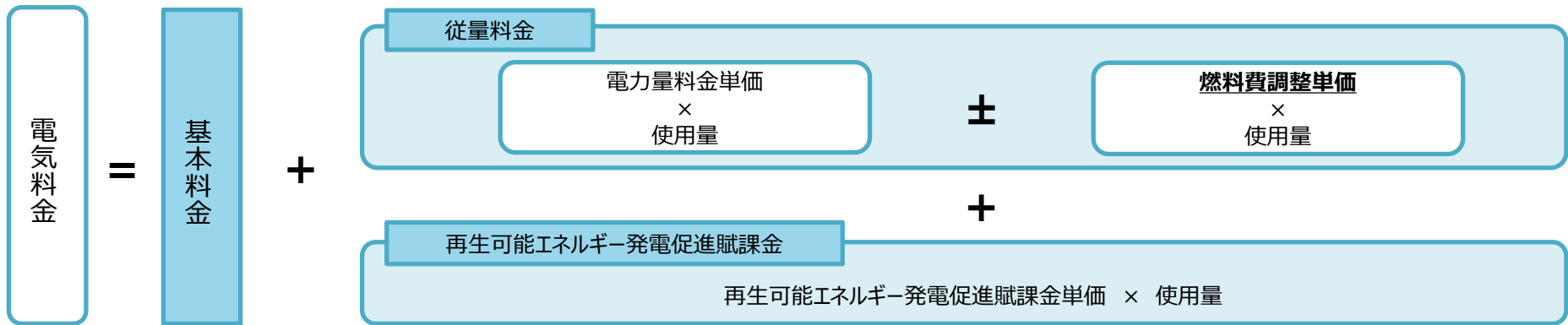
	北海道	東北	東電EP	北陸	中国	四国	沖縄
現行	15,662円 39円/kWh	13,475円 34円/kWh	14,444円 36円/kWh	11,155円 28円/kWh	13,012円 33円/kWh	12,884円 32円/kWh	14,074円 35円/kWh
当初申請	20,455円 51円/kWh	17,601円 44円/kWh	18,431円 46円/kWh	16,158円 40円/kWh	16,959円 42円/kWh	16,276円 41円/kWh	19,418円 49円/kWh
改定率 (当初申請)	+ 31% (+32%※)	+ 31%	+ 28%	+ 45%	+ 30%	+ 26%	+ 38%
補正後	19,479円 49円/kWh	16,595円 41円/kWh	16,811円 42円/kWh	16,268円 41円/kWh	16,871円 42円/kWh	16,242円 41円/kWh	19,066円 48円/kWh
改定率 (補正後)	+ 24% (+26%※)	+ 23%	+ 16%	+ 46%	+ 30%	+ 26%	+ 35%

※改定率のカッコ内は、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めた数値。

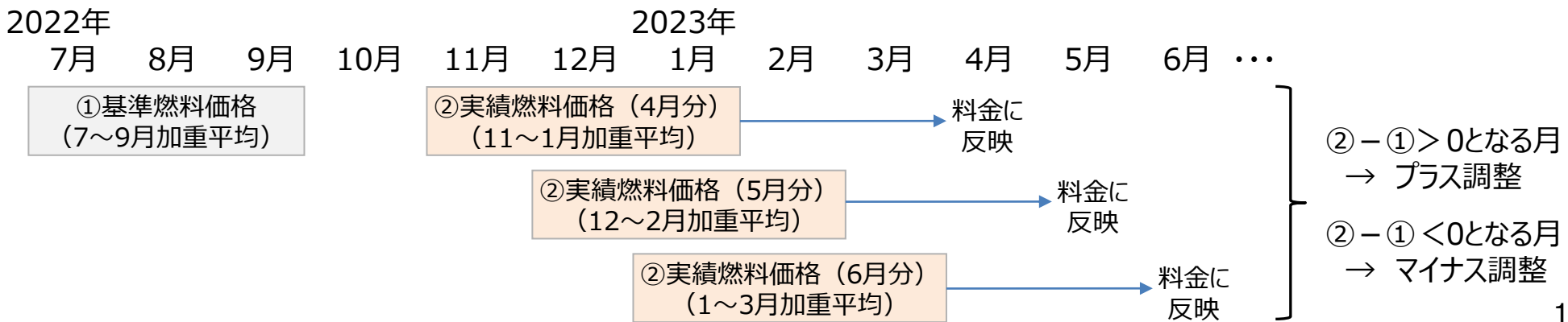
燃料費調整制度の概要

- 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】（※「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

（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）第二百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※3	15,662	18,302	20,455 (20,714)	17,626	19,479 (19,738)	+31% (+32%)	+12% (+13%)	+24% (+26%)	+11% (+12%)
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）に変更したことに伴い、実績燃料価格の採録期間を同期間に変更。
（※2）北海道について、カッコ内は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めた数値。

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]		E 現行	F 上限無し		
	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]				
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. 査定方針案の概要
6. 査定方針案の各論
 - 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. レートメイク・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**する。
- 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、その妥当性を審査する。

【参考】特定小売供給約款料金（規制料金）の算定・審査フロー

＜前提条件＞

- 電力需要の想定
- 電源確保の計画
- 経営効率化努力
(資材調達効率化等)

＜費用の精査＞

支出 (営業費)

- 燃料費
- 購入電力料
- 原子力バックエンド費用
- 人件費
- 減価償却費
- 修繕費

等

収入 (控除収益)

- 販売電力料 等

資金調達コスト (事業報酬)

託送料金制度
(レバニューキャップ)

＜費用の配賦・レートメイク＞

非ネットワーク費用
(自由化部門)

非ネットワーク費用
(規制部門)

+

ネットワーク費用
(託送料金)

小売料金
(規制部門)

＜認可後＞

- 部門別収支
自由化部門の赤字を
規制部門で補填して
いないか等を確認
- 電気事業監査
各大手電力の業務・
経理の状況を監査
- 事後評価
規制部門の利益率が
必要以上に高くなっ
ていないか等を確認

【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つては、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

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・レートメイク・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 ・ レートメイク・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 ・ レートメイク・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. 査定方針案の概要**
6. 査定方針案の各論
 - 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. レートメイク・約款

7. 参考資料

査定方針案の概要①

項目	査定方針案の概要
需要想定・供給力	• <u>需要想定</u>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、<u>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</u>。 • <u>供給力</u>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、<u>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</u>。 • なお、<u>北海道電力と東京電力EP</u>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<u>最終的な補正においては、2023計画を基に料金算定を行う</u>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<u>効率化係数（最大で23.0%の効率化）</u>を設定した。 • 効率化係数の設定に当たっては、発電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、<u>発電部門と販売部門に分けて横比較</u>をした。 • その上で、委託費や修繕費などの<u>各費目の査定において、効率化係数を用いる</u>こととした。

査定方針案の概要②

項目	査定方針案の概要
燃料費	- 燃料価格などの変動を踏まえ、<u>2022年11月～2023年1月の燃料価格</u>を用いて<u>燃料費を再算定</u>することとした。 <u>火力燃料の数量</u>について、原則として<u>メリットオーダーに基づいた電源運用</u>が行われており、<u>それに基づいて算定されていることを確認</u>した。 <u>石炭（海外炭）の単価</u>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、<u>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</u>こととした。 <u>LNGの調達数量</u>について、スポット価格が高いことを踏まえて、<u>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</u>こととした。 <u>LNGの中長期契約価格</u>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、<u>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</u>こととした。 <u>LNGのスポット調達の単価</u>について、<u>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</u>こととした。

査定方針案の概要③

項目	査定方針案の概要
購入・販売電力料	• <u>スポット市場からの調達</u>などについて、23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。 • <u>相対購入価格</u>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。 • <u>東京電力EPにおけるJERAからの購入電力料</u>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。 • <u>日本原電などの原子力発電所</u>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で、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。（過去の査定方針と同様の考え方） • <u>他社への相対卸売</u>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	• <u>法令に基づいて適正な費用が織り込まれているか確認</u>した。その結果、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。 • 当初申請において2021年度の諸元（例：拠出金単価）を用いて算定している場合は、2022年度の数値を用いて算定し、料金原価に反映する。

査定方針案の概要④

項目	査定方針案の概要
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、<u>人員数が明らかに過剰な水準とは言えない</u>と考えられる。 - 役員給与について、<u>社内役員</u>は、料金審査要領に基づき、<u>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</u>した。一方、<u>社外役員</u>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、<u>過去の査定水準を超える部分は、原価算入を認めない</u>。 <u>従業員1人当たりの年間給与水準</u>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、<u>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</u>。一方、従業員1人当たりの年間給与水準を算出する際に<u>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</u>することとする。
修繕費	<u>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</u>について、<u>火力・水力などについては、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</u>。 - 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、<u>原子力のメルクマール超過分</u>については、例外的に原価算入を認める一方で、<u>効率化を求める</u>。 - なお、原価算定期間中の再稼働が織り込まれていない<u>北海道電力の泊発電所3号機</u>について、<u>再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用</u>（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、<u>原価算入を認めない</u>。

査定方針案の概要⑤

項目	査定方針案の概要
設備投資	• <u>不使用の土地・建物・機械装置</u>について、不使用の理由が<u>合理的でない場合は査定</u>する。 • <u>社宅</u>について、入居率のメルクマールを90%とし、<u>入居率が低い場合は査定</u>する。 • <u>体育館などの厚生施設</u>は、電気事業に<u>真に不可欠な設備とは認められないため査定</u>する。 • <u>他者に貸与している土地・建物</u>について、合理的な理由無く<u>無償貸与している場合は査定</u>する。 • <u>稼働率が低い発電設備</u>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	• <u>自己資本報酬率</u>の算定に用いる<u>公社債利回り及び全産業自己資本利益率</u>について、<u>直近7年</u>を平均期間とする。 • <u>他人資本報酬率</u>について、<u>発販一体の事業者</u>は<u>親会社単体の有利子負債利子率</u>を、<u>発販分離の事業者</u>は<u>連結の有利子負債利子率</u>を用いる。 • <u>東京電力EPの事業報酬</u>について、<u>JERAも考慮して算定</u>する。

査定方針案の概要⑥

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

査定方針案の概要⑦

項目	査定方針案の概要
公租公課	• <u>公租公課</u>（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に基づき、<u>適切に算定されていることを確認</u>した。 • 法人税等を算定するにあたり、<u>計算上の一株当たりの配当金額</u>については、各事業者の<u>直近10年</u>の単純平均値を基に、<u>30円</u>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、<u>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</u>こととする。 • <u>北海道電力</u>の法人税等の算定にあたって、<u>B種優先株式</u>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、<u>発行済株式の数への計上</u>を認める一方で、<u>利益準備金積立額</u>については、<u>料金原価への算入を認めない</u>。 • <u>東京電力EP</u>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、<u>東京電力全体の計算上の配当金額を推計し</u>、これを踏まえて<u>東京電力EPの配当金額を推計</u>することとする。
控除収益	• <u>控除収益</u>（例：電気事業雑収益）について、契約又は法令などにに基づき、<u>適切に算定されていることを確認</u>した。
費用の配賦	• <u>費用の配賦</u>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<u>補正後総原価を基に確認</u>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、<u>沖縄電力</u>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<u>算定誤り</u>があった。そのため、料金算定規則に則って、<u>料金原価の補正を求める</u>こととする。

査定方針案の概要⑧

項目	査定方針案の概要
レートメイク・約款	• <u>レートメイク・約款</u>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。 • <u>基本料金と電力量料金の設定方法</u>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。 • <u>3段階料金の設定方法</u>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、<u>電気料金改定及びその他の供給条件の変更</u>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<u>供給条件の変更内容</u>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。

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. 査定方針案の概要
6. 査定方針案の各論
 - 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. レートメイク・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

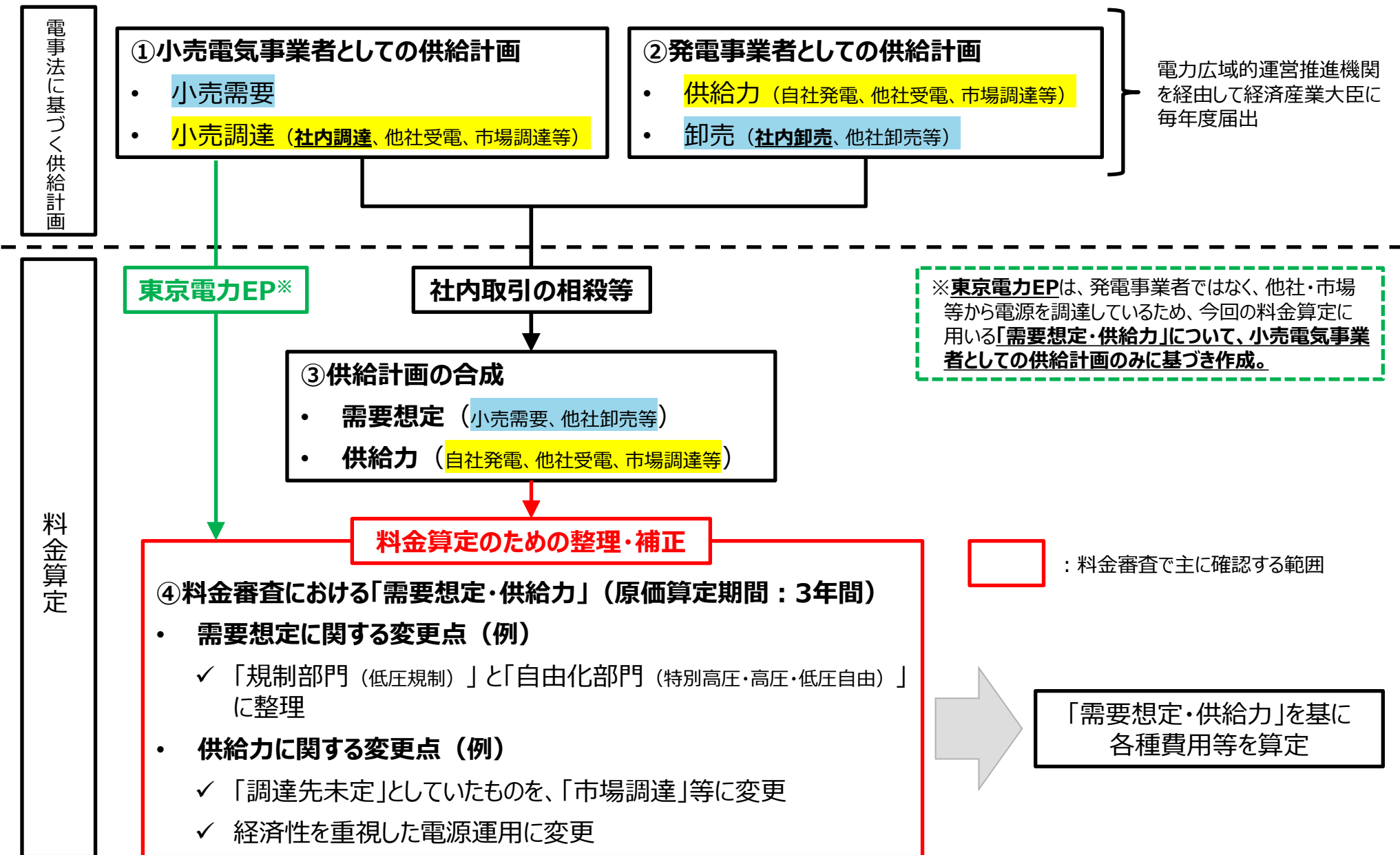
③需要想定に係る審査の結果

④供給力に係る審査の結果

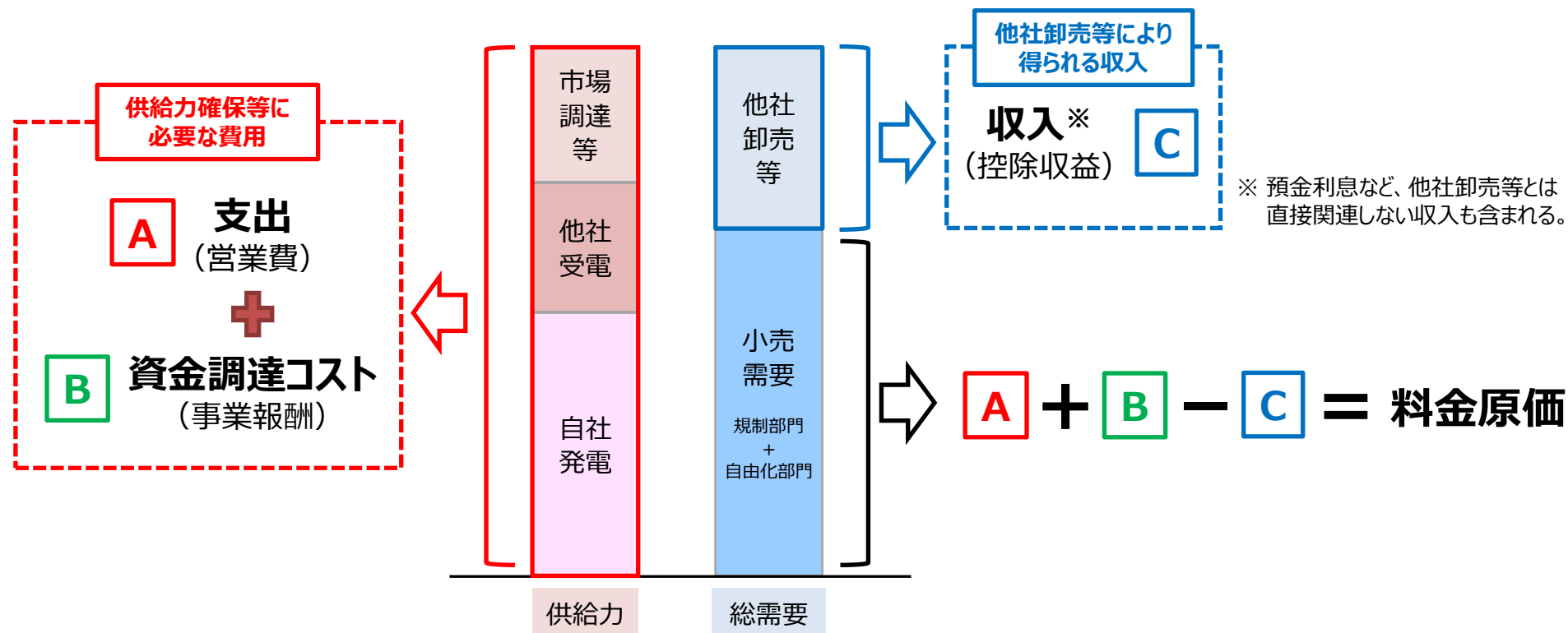
需要想定・供給力の概要

- 「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)



【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つては、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	2,323	1,982	2,917	2,917	▲ 594	▲ 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。

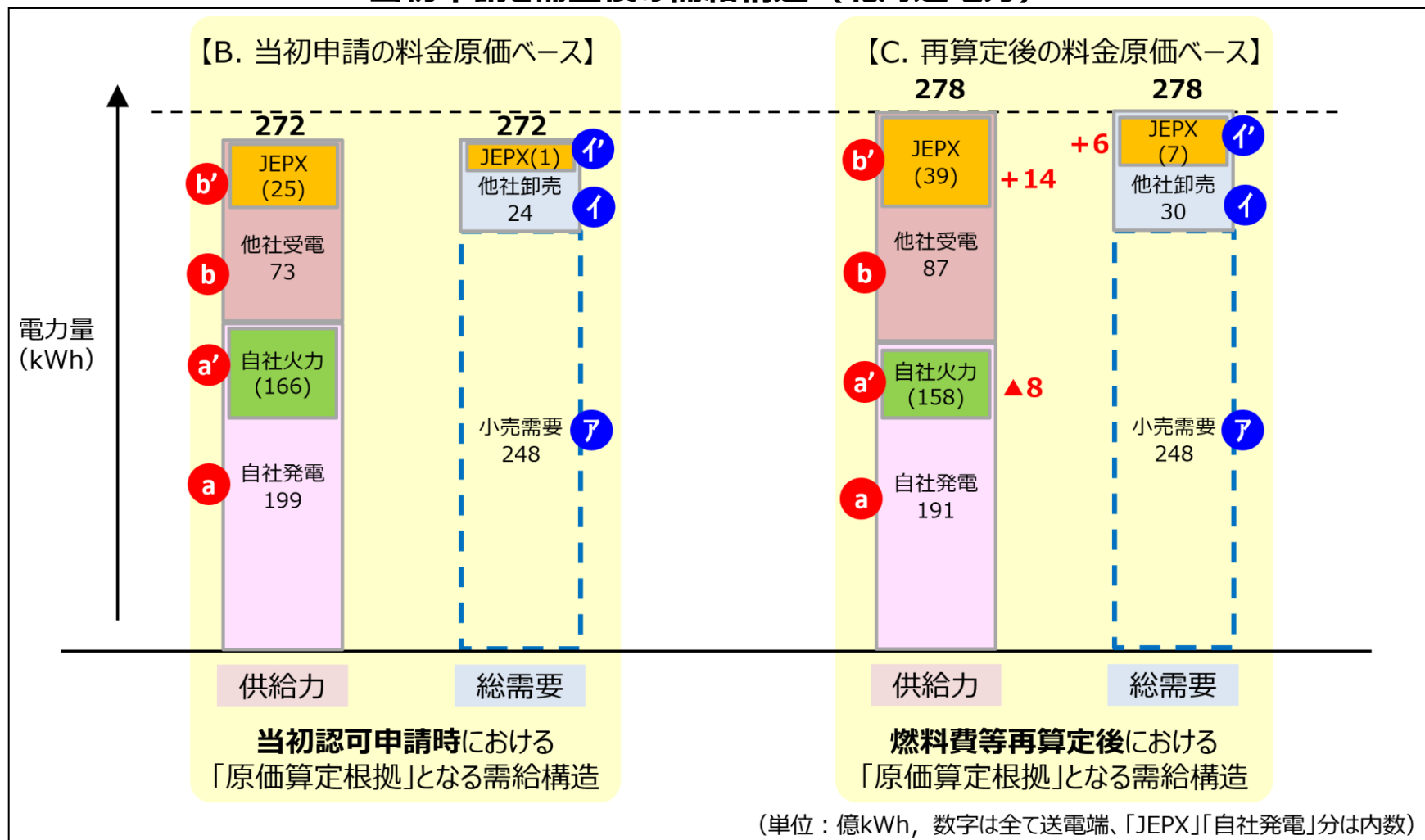
※2 供給電力量は、全て送電端であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間の平均値。また、自社発電については、原価算定期間の各年度の平均値。

※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。

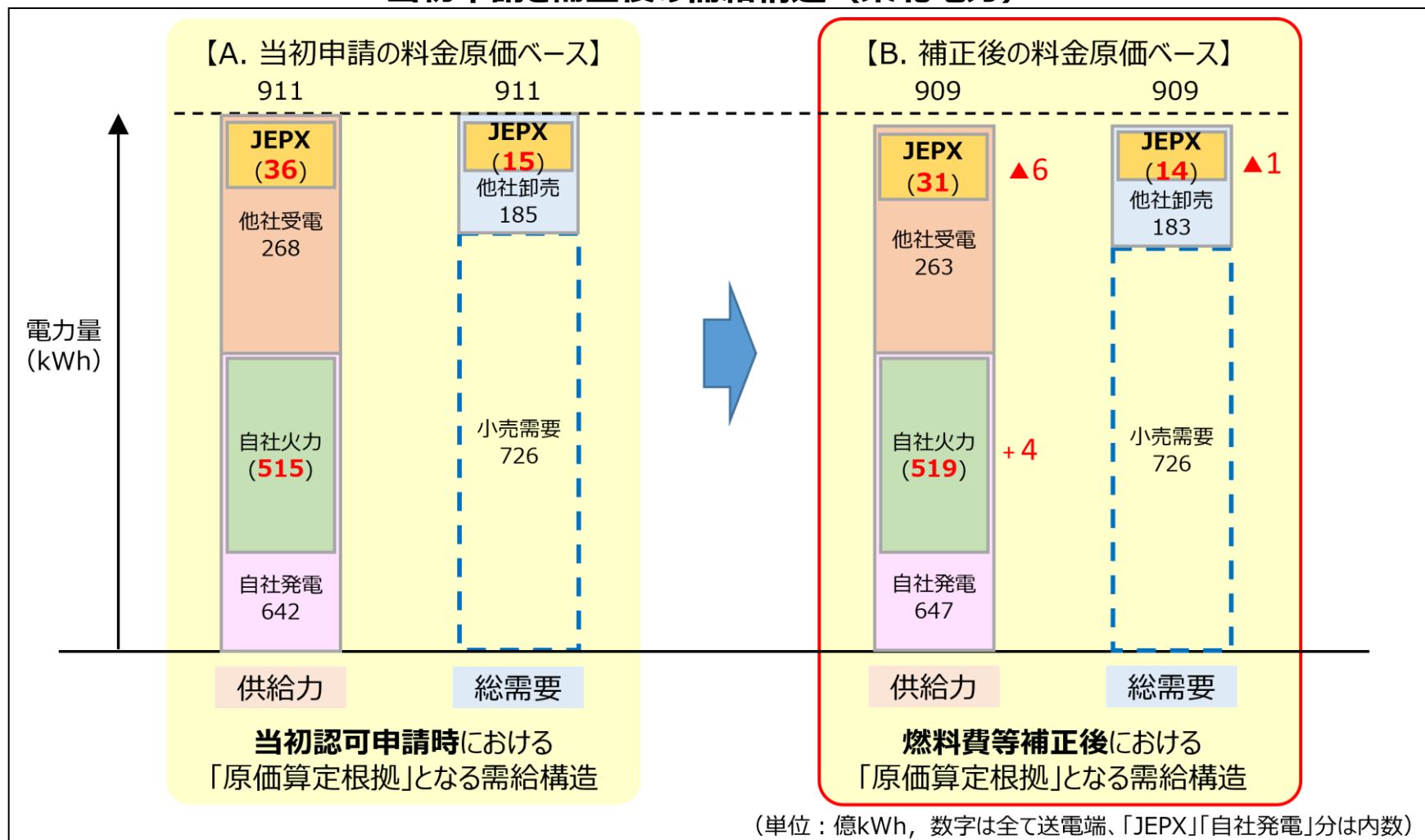
当初申請と補正後の需給構造（北海道電力）※



【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）※

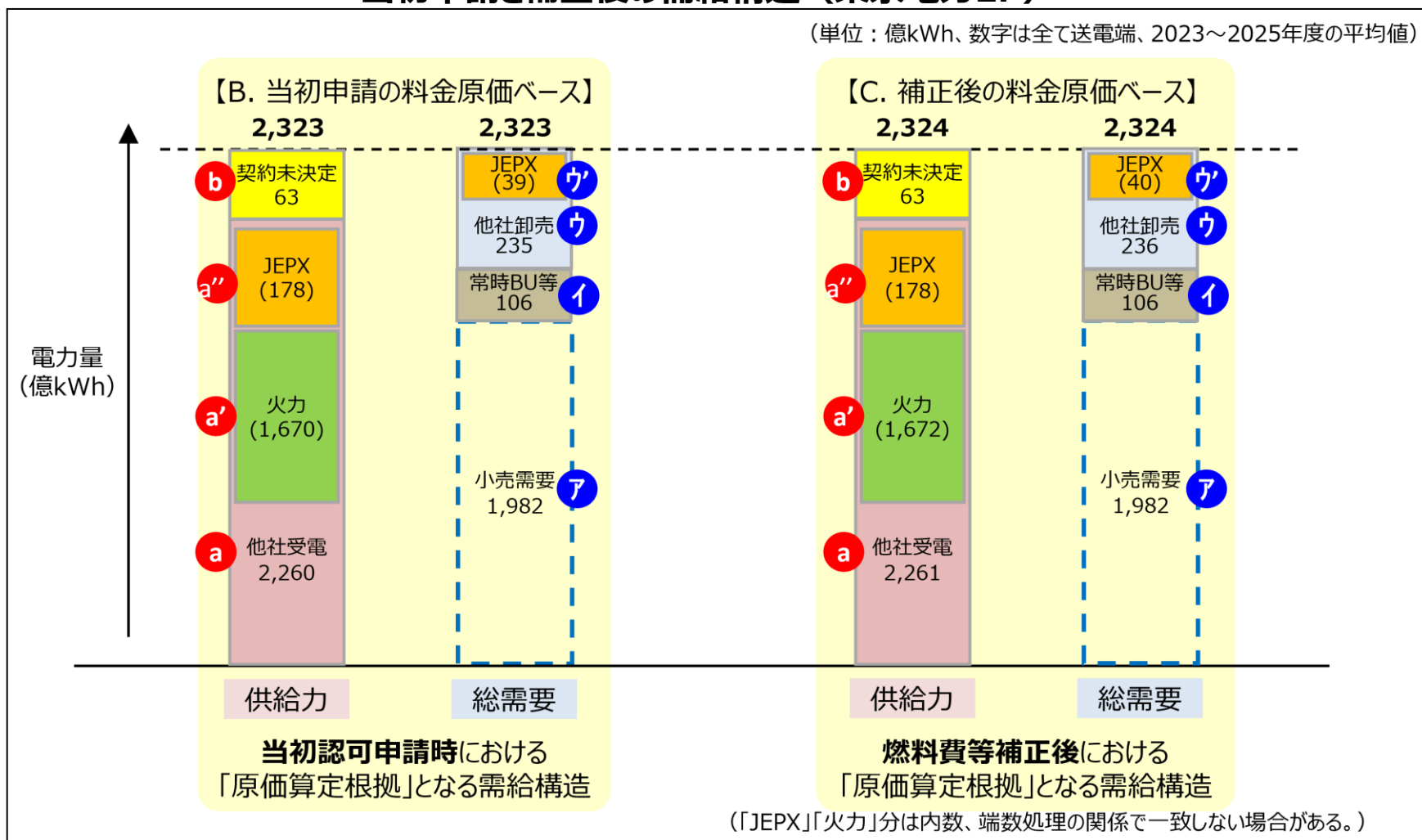


【参考】各事業者における需給構造（東京電力EP）

- 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）※

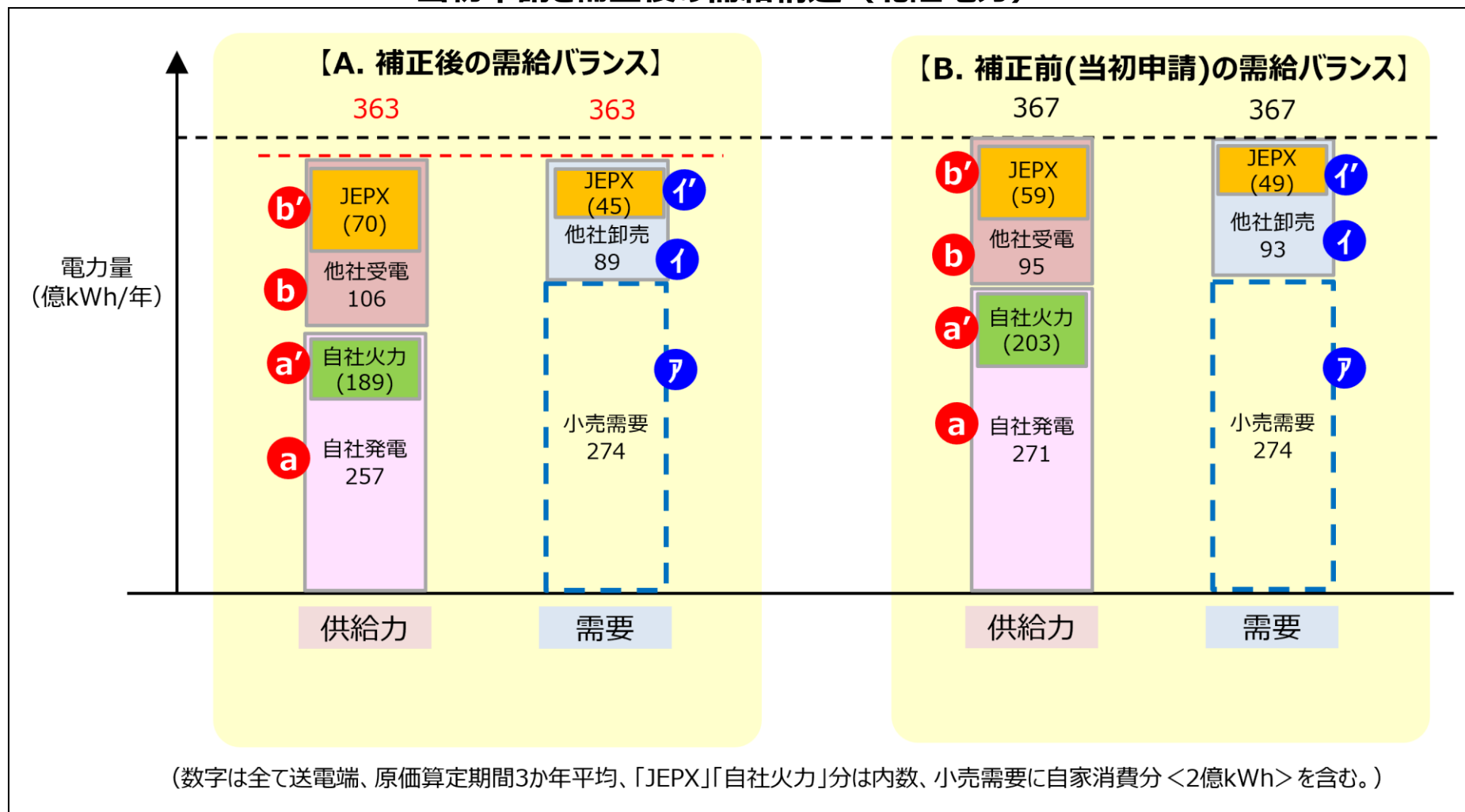
（単位：億kWh、数字は全て送電端、2023～2025年度の平均値）



【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）※

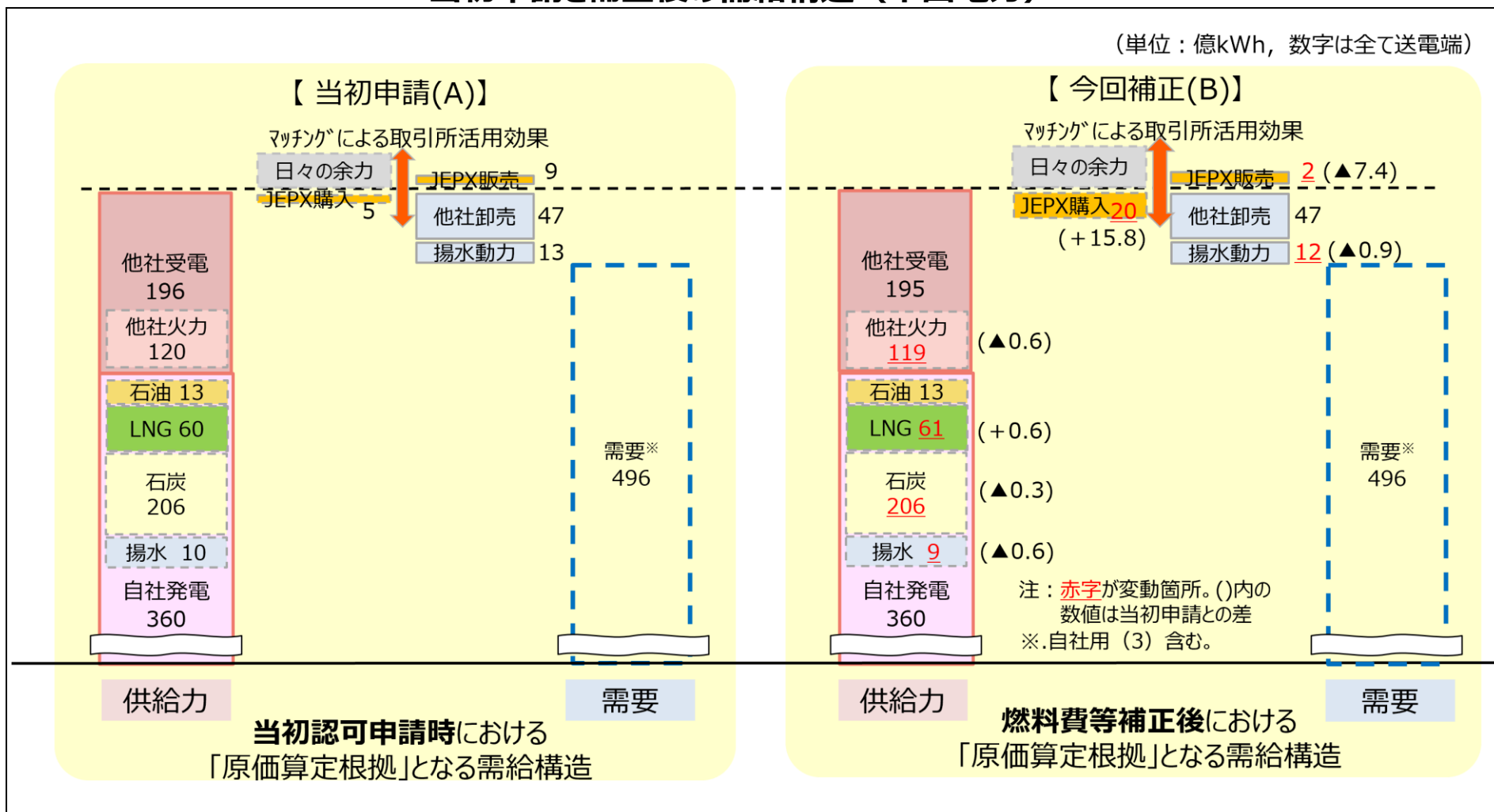


【参考】各事業者における需給構造（中国電力）

- 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）※

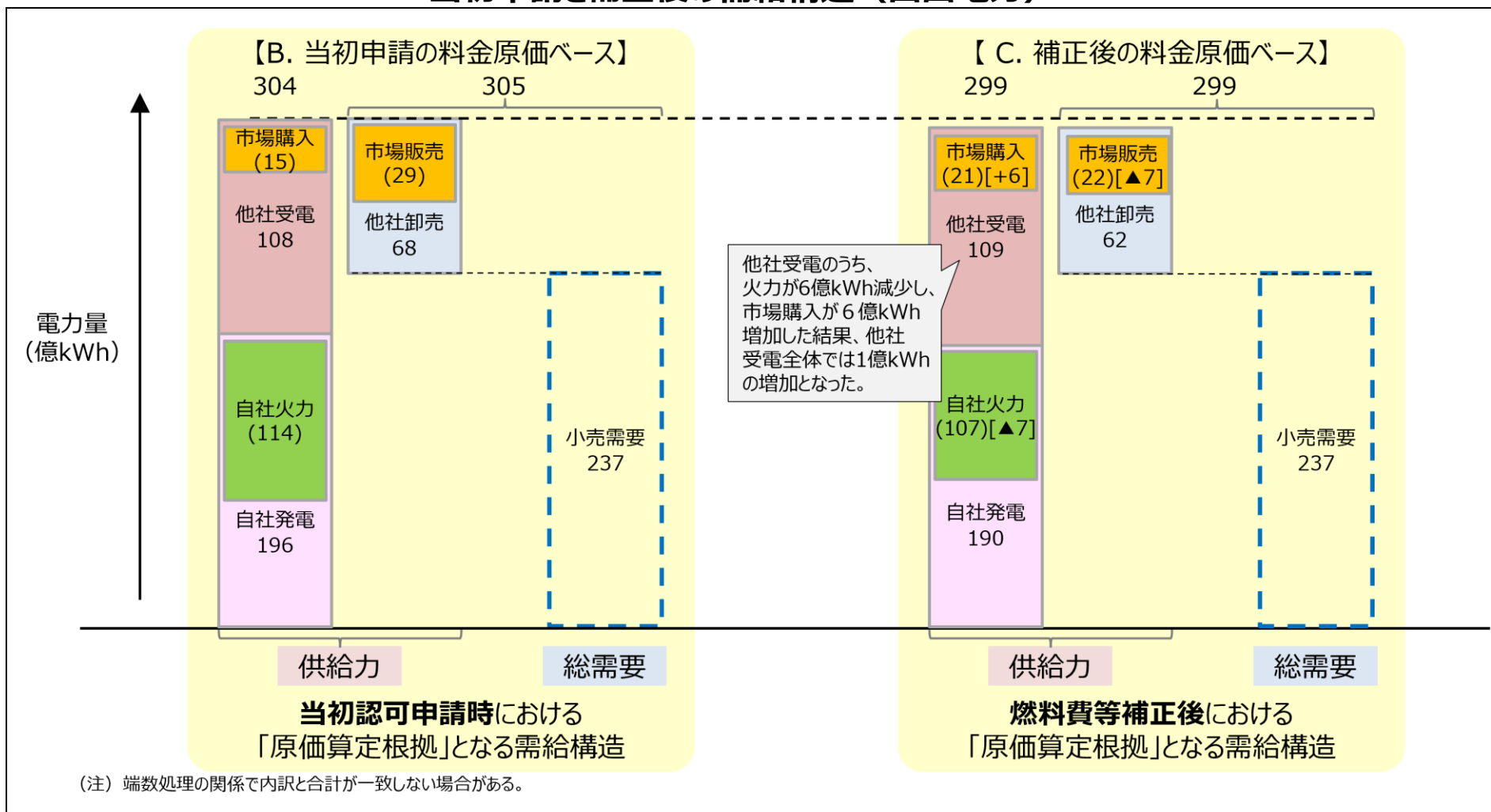
（単位：億kWh、数字は全て送電端）



【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。

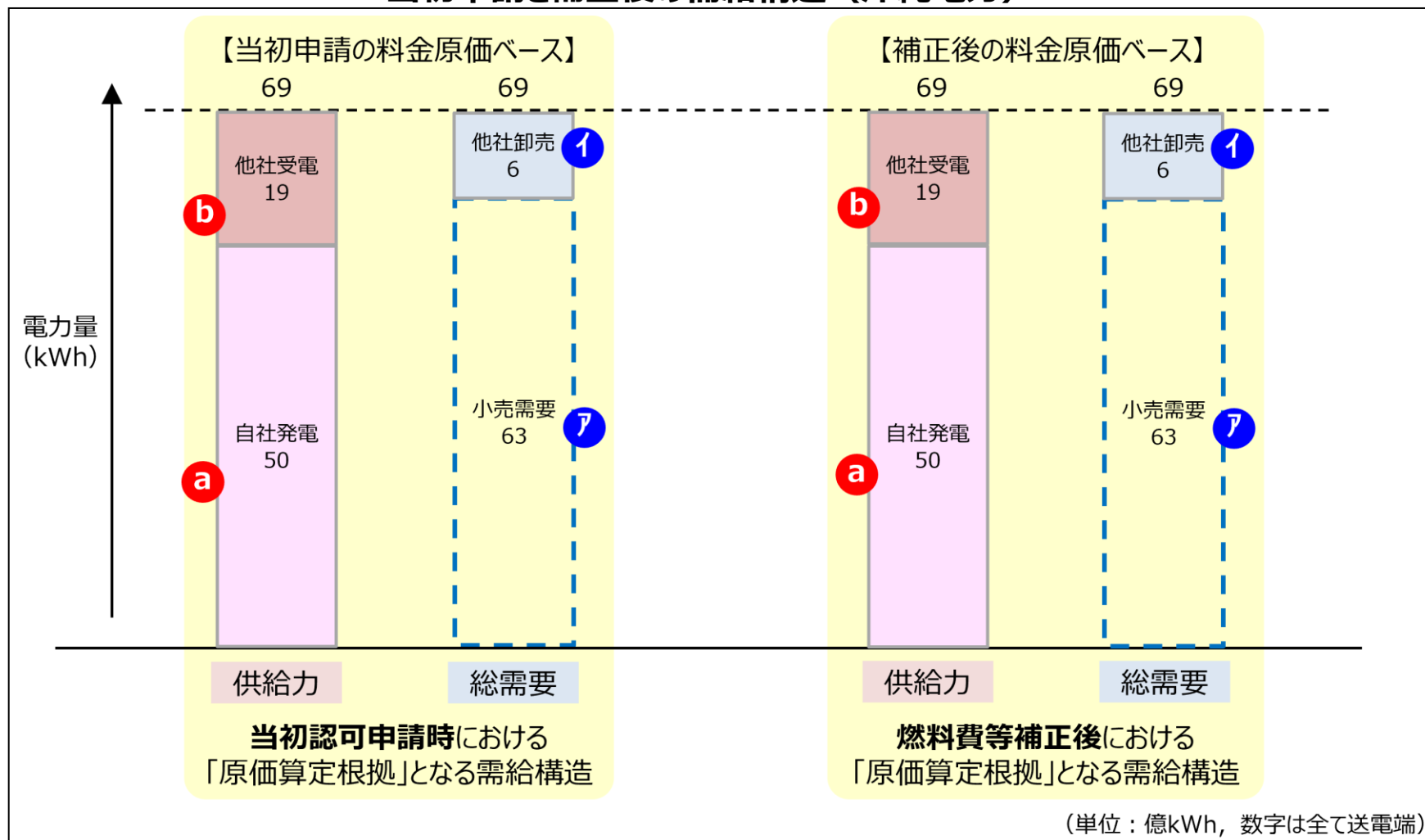
当初申請と補正後の需給構造（四国電力）※



【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）※



【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」については変更は無い。

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

- 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、原単位の織込	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、原単位の織込	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、原単位の織込	【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、原単位の織込	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

- 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（※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年間の観測した上で、 - 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イ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（※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（※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（※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

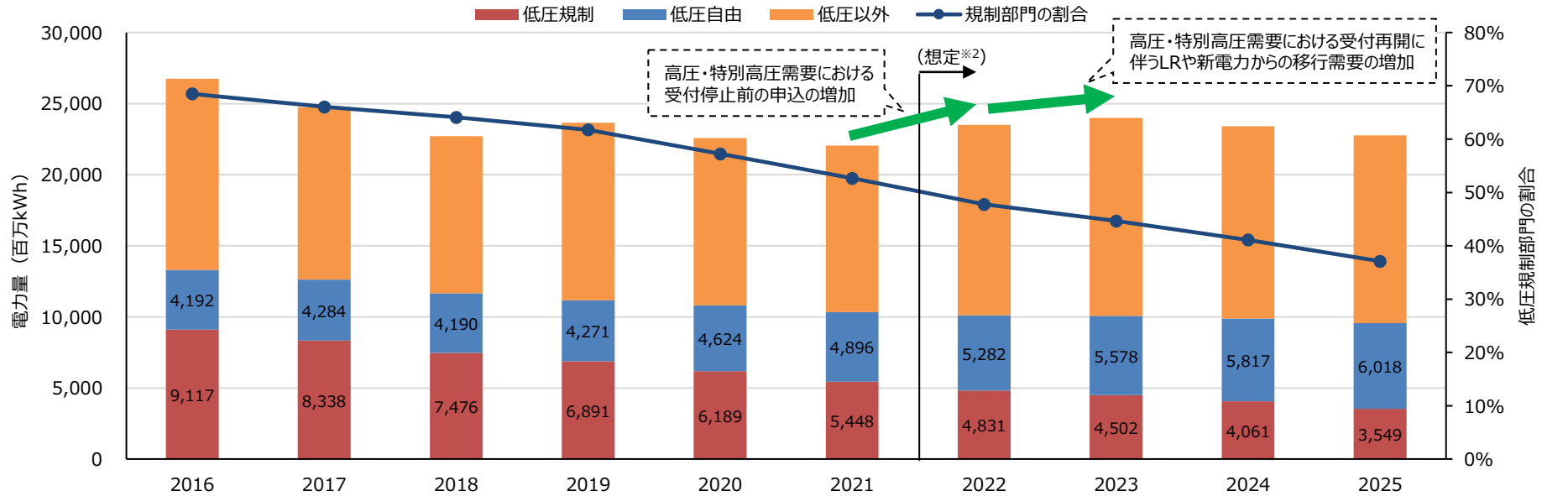
6.～8.略

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
	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
	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
	節電効果等	－	0.0	▲ 1.9	▲ 0.9	0.0	▲ 0.2	▲ 1.5	▲ 1.5	▲ 0.1	▲ 0.4
	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。

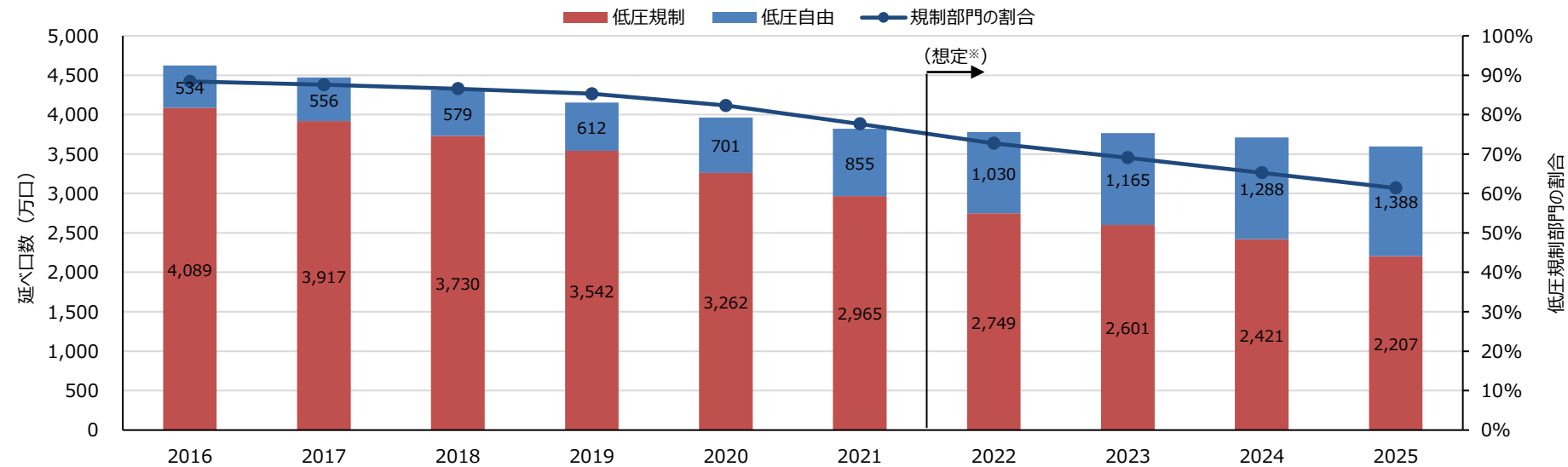
需要電力量と低圧規制部門の割合の想定（北海道電力）



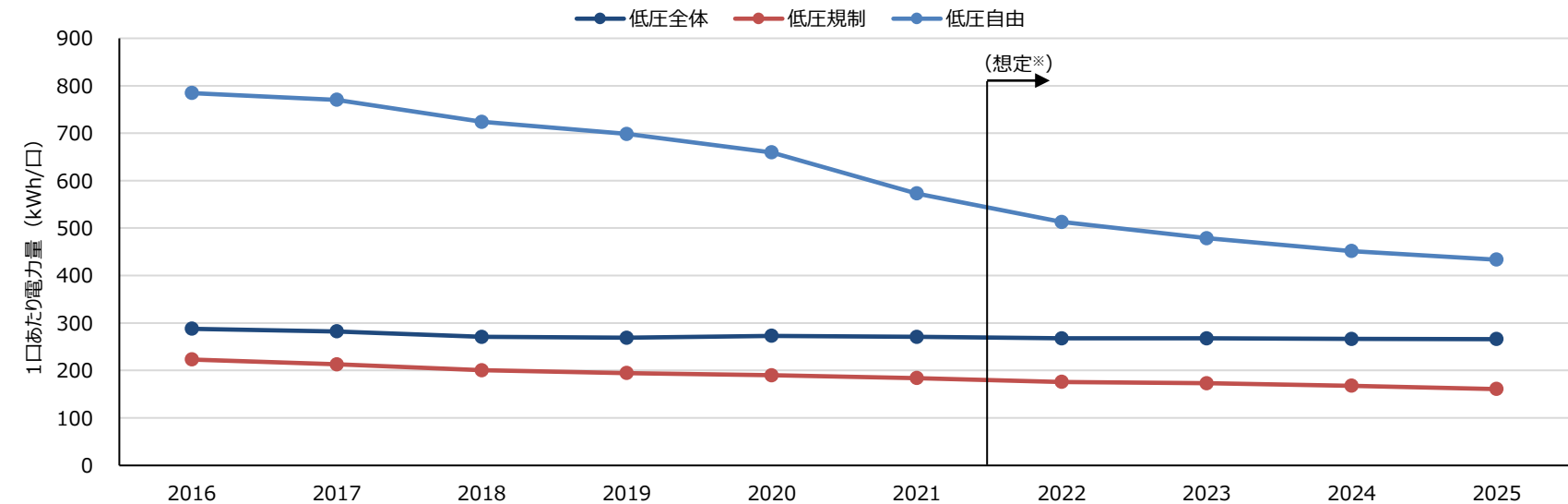
※2 2022年10月までは実績値。

需要想定の詳細（北海道電力）②

低圧延べ口数と低圧規制部門の割合の想定（北海道電力）



1口あたりの電力量 (kWh/口) の想定（北海道電力）



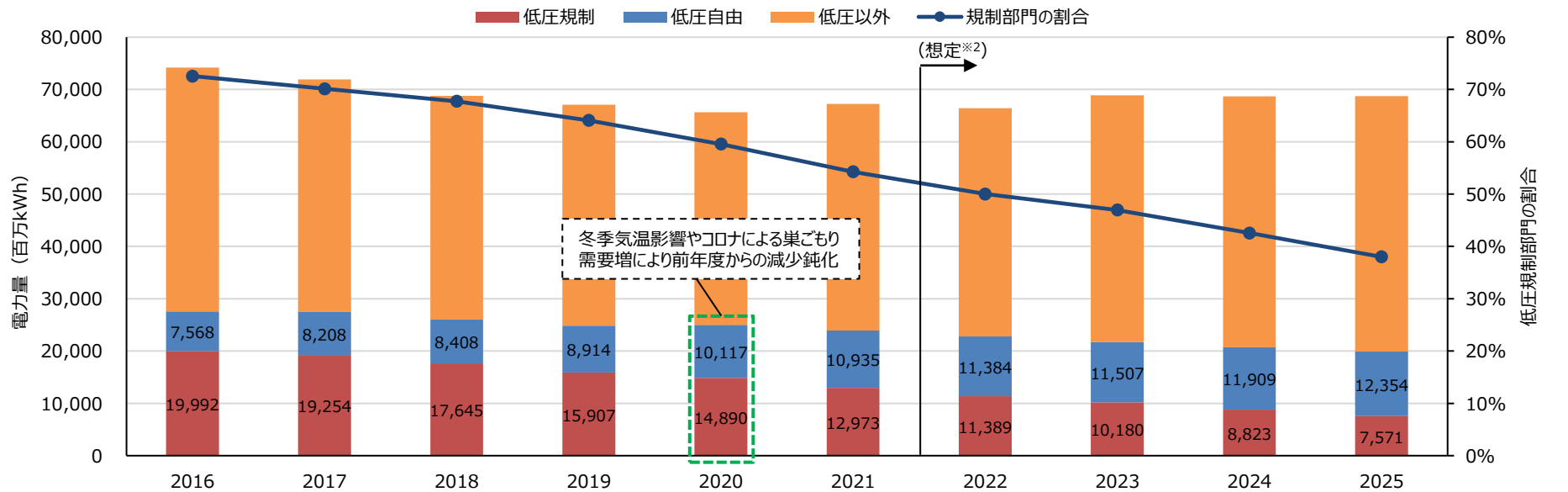
※ 2022年10月までは実績値。

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
	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
	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
	節電効果等	—	—	—	—	—	—	▲ 1.9	0.1	0.4	0.3
	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。

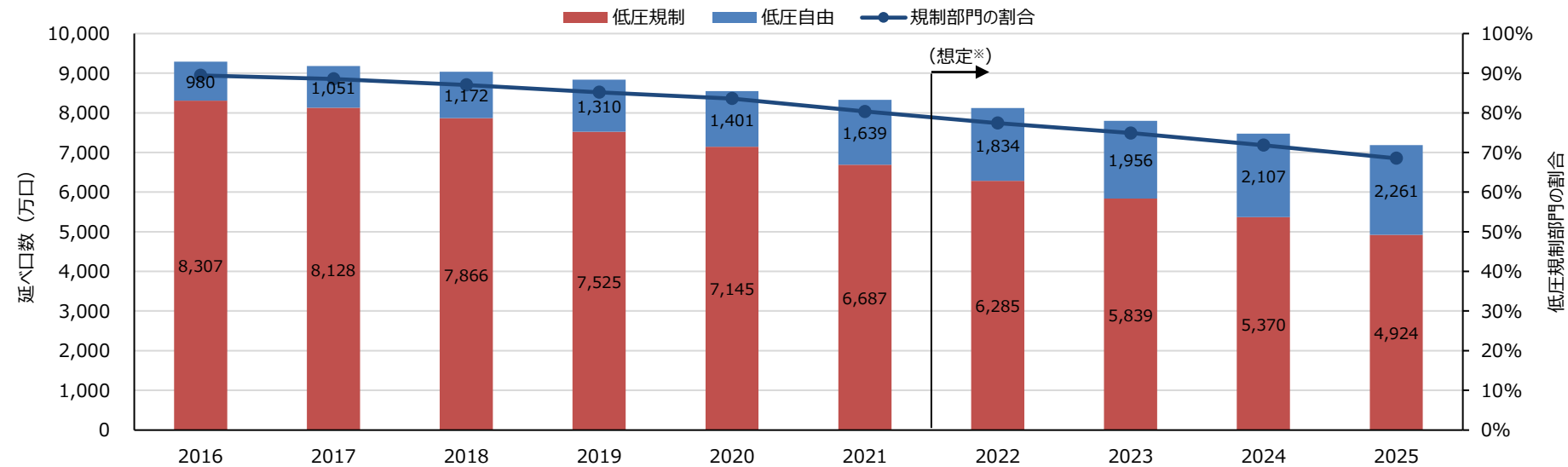
需要電力量と低圧規制部門の割合（東北電力）



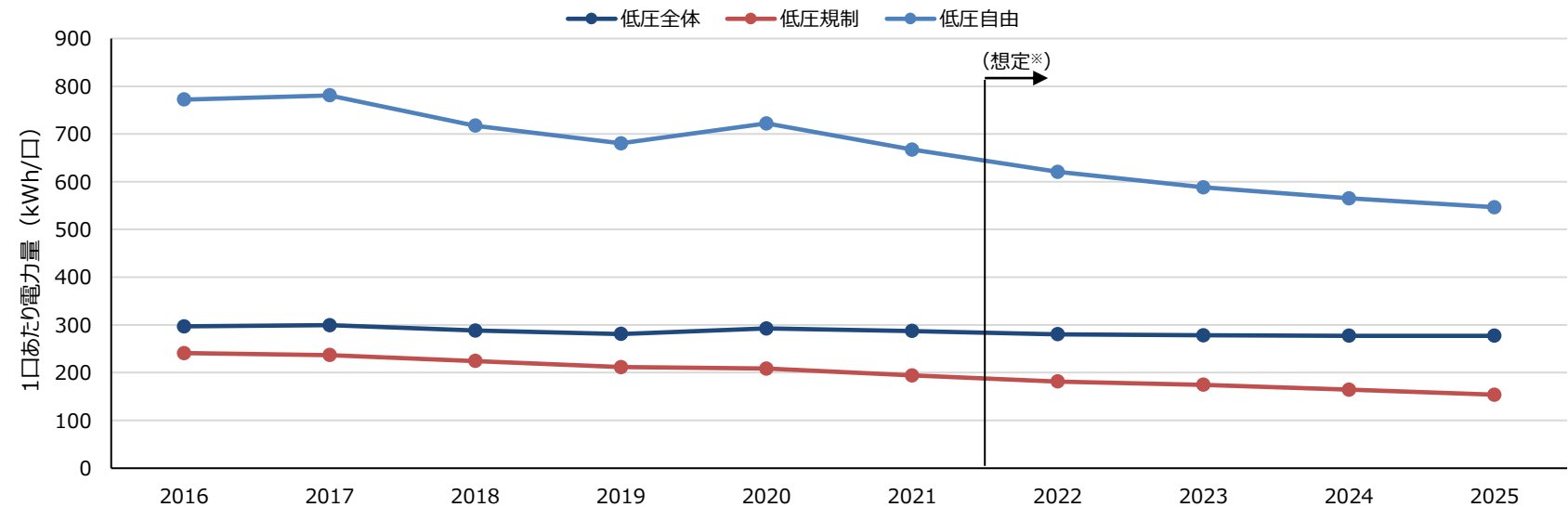
※2 2022年7月までは実績値。

需要想定の詳細（東北電力）②

低圧延べ口数と低圧規制部門の割合（東北電力）



1口あたりの電力量 (kWh/口)（東北電力）



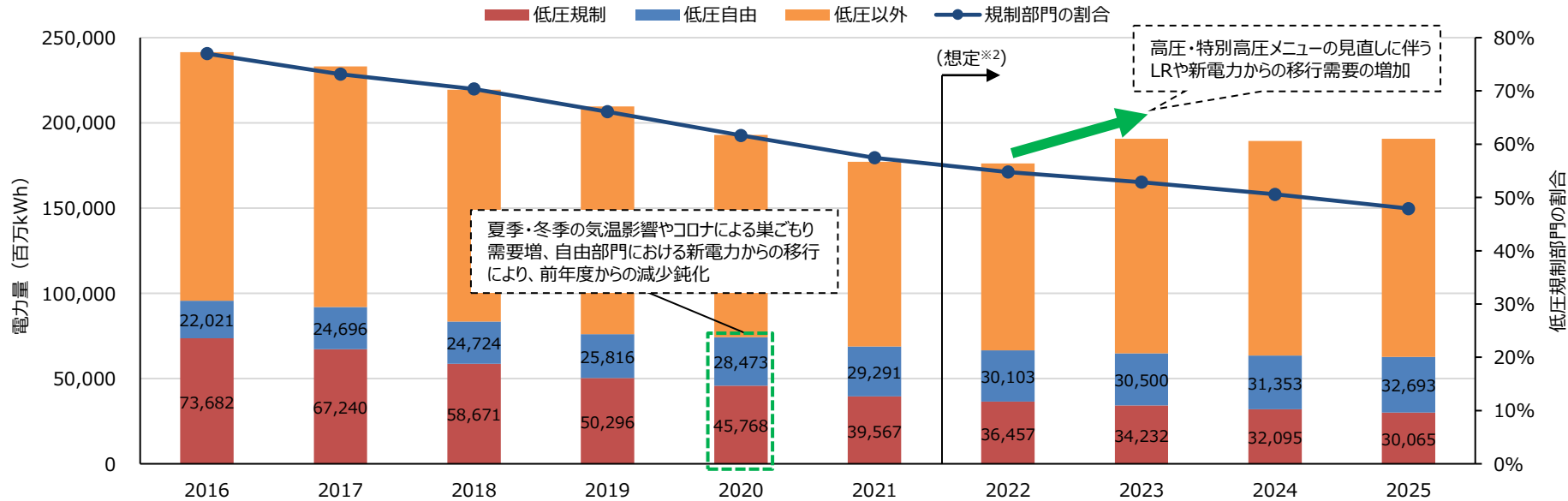
※ 2022年7月までは実績値。

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。

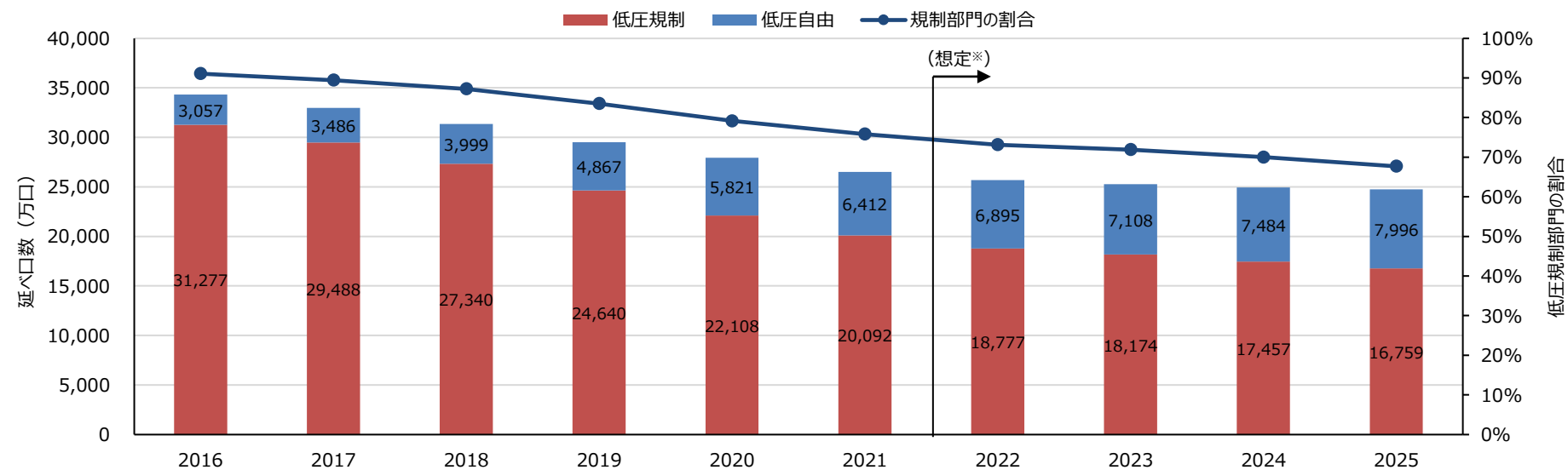
需要電力量と低圧規制部門の割合の想定（東京電力EP）



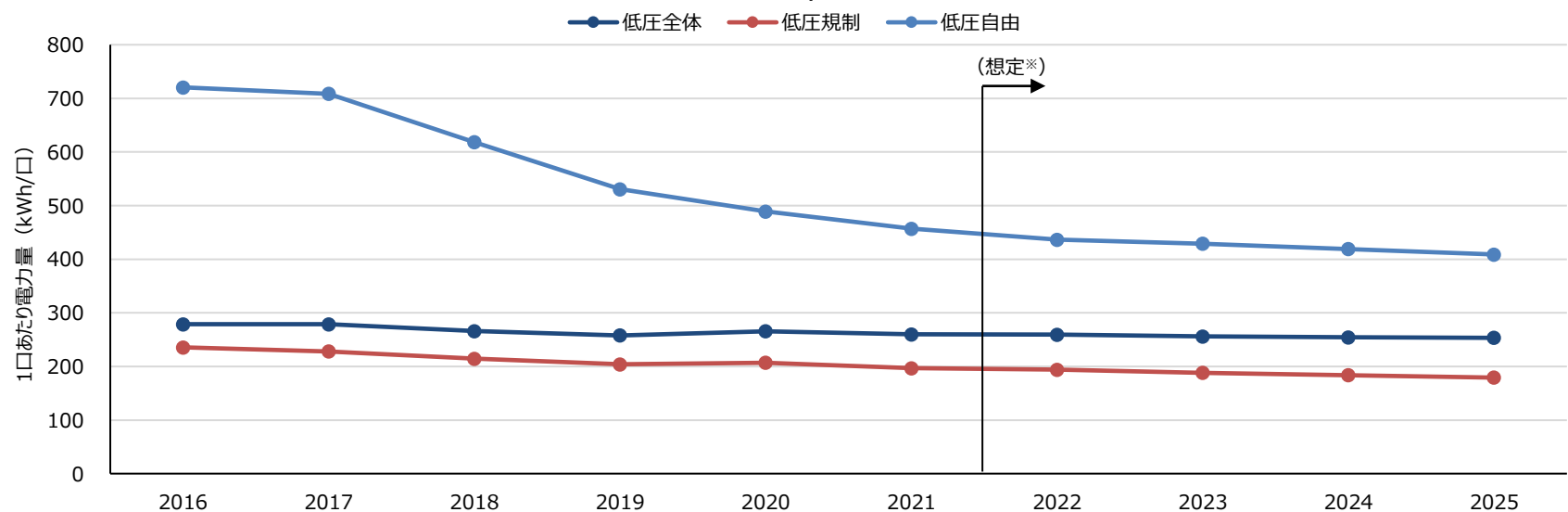
※2 2022年11月までは実績値。

需要想定の詳細（東京電力EP）②

低圧延べ口数と低圧規制部門の割合の想定（東京電力EP）



1口あたりの電力量 (kWh/口)（東京電力EP）



※ 2022年11月までは実績値。

需要想定の詳細（北陸電力）①

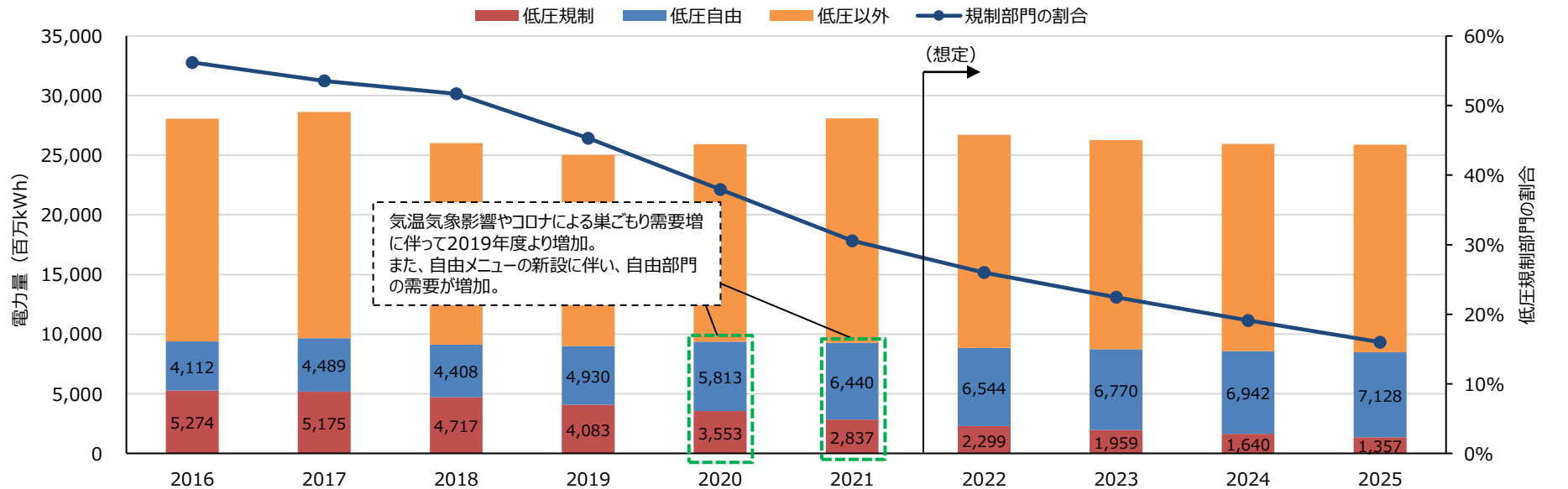
年度		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧需要合計（百万kWh）		9,387	9,664	9,125	9,014	9,367	9,277	8,843	8,729	8,582	8,485
うち規制部門（百万kWh）		5,274	5,175	4,717	4,083	3,553	2,837	2,299	1,959	1,640	1,357
対前年度変動（%）		—	▲ 1.9	▲ 8.9	▲ 13.4	▲ 13.0	▲ 20.2	▲ 19.0	▲ 14.8	▲ 16.3	▲ 17.3
主な内訳	他社離脱（戻り含む）	—	▲ 2.1	▲ 2.1	▲ 2.2	▲ 2.3	▲ 1.8	▲ 1.7	▲ 2.3	▲ 2.2	▲ 2.3
	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
	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
	節電効果等※1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	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。

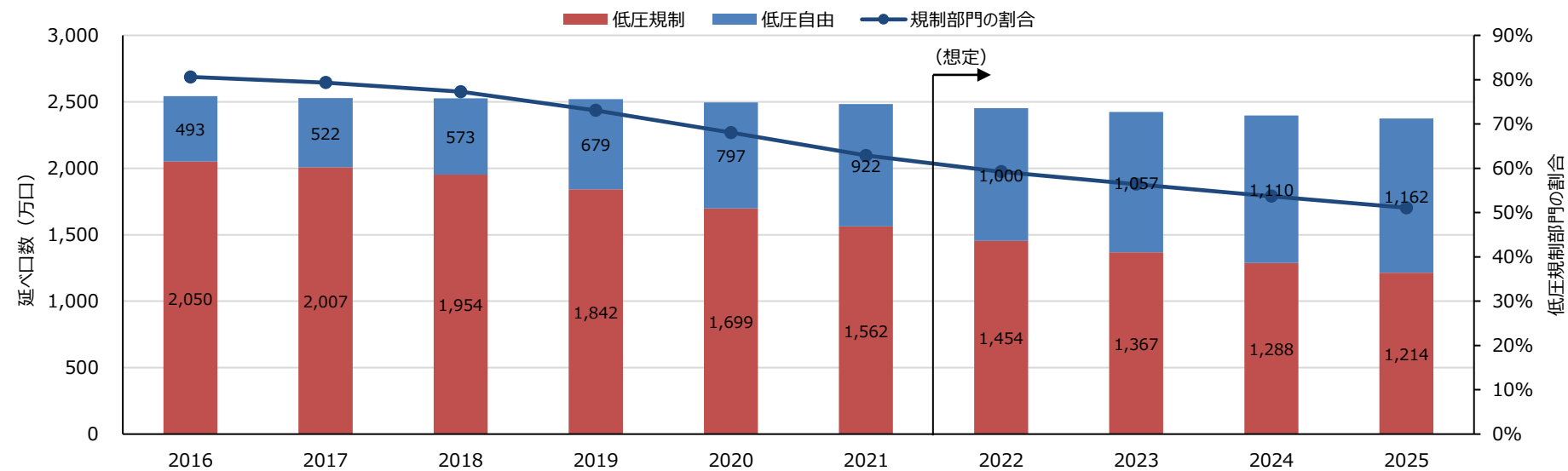
※2 主に省エネの進展を含む。

需要電力量と低圧規制部門の割合（北陸電力）

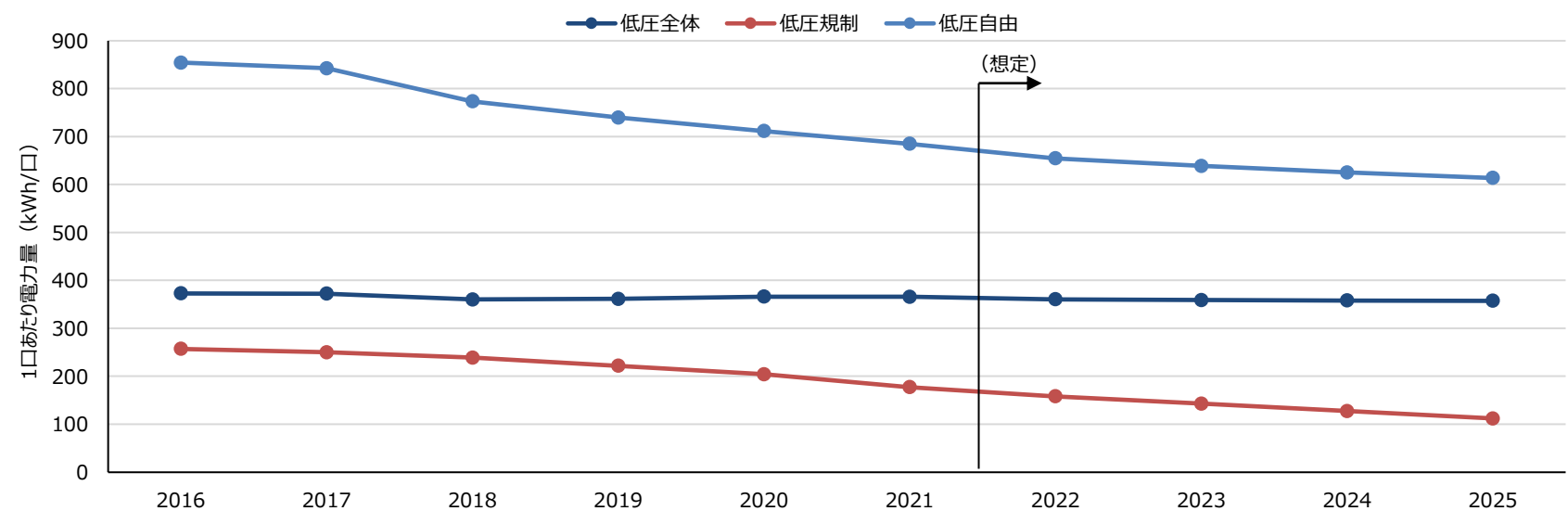


需要想定の詳細（北陸電力）②

低圧延べ口数と低圧規制部門の割合（北陸電力）



1口あたりの電力量 (kWh/口)（北陸電力）



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。

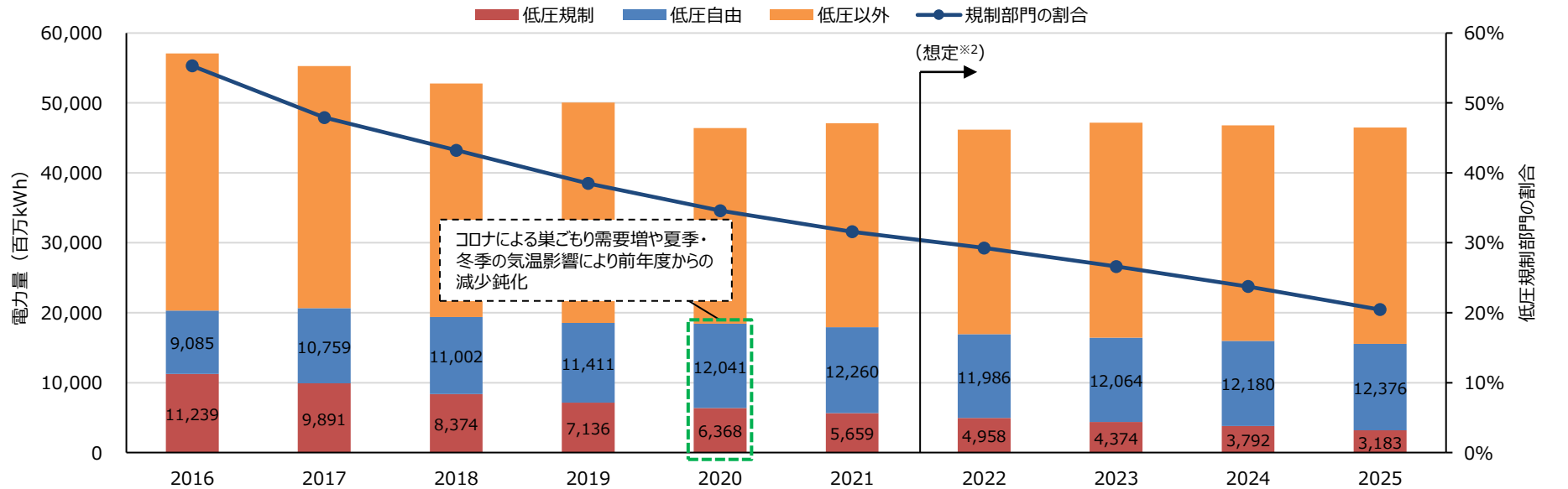
需要想定の詳細（中国電力）①

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。

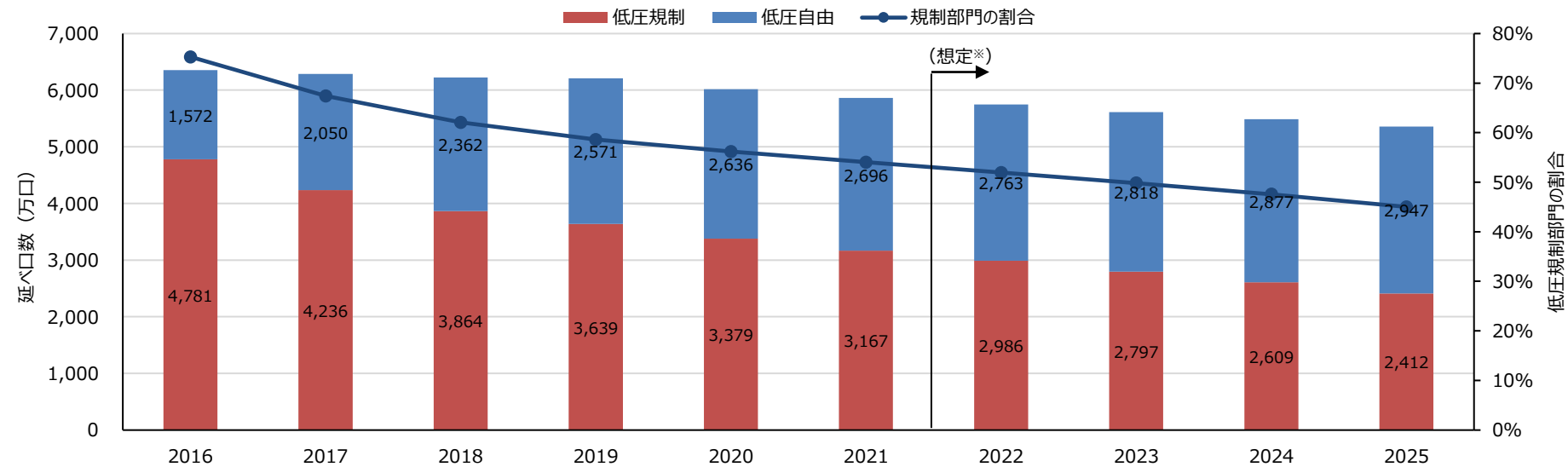
需要電力量と低圧規制部門の割合（中国電力）



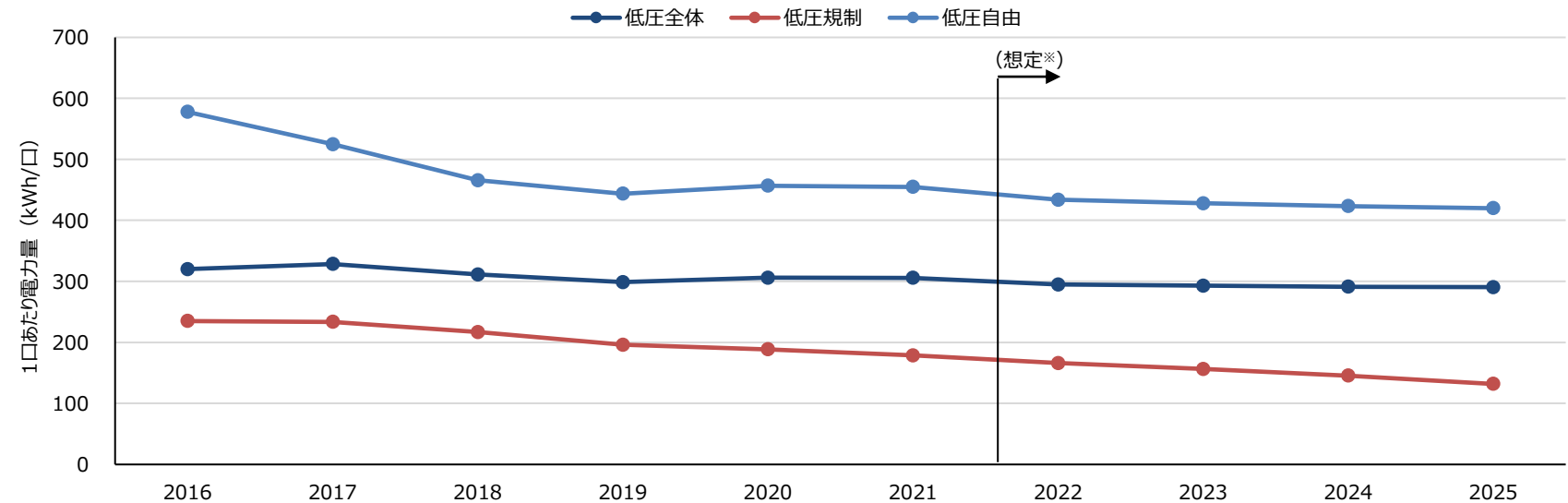
※2 2022年7月までは実績値。

需要想定の詳細（中国電力）②

低圧延べ口数と低圧規制部門の割合（中国電力）



1口あたりの電力量 (kWh/口)（中国電力）



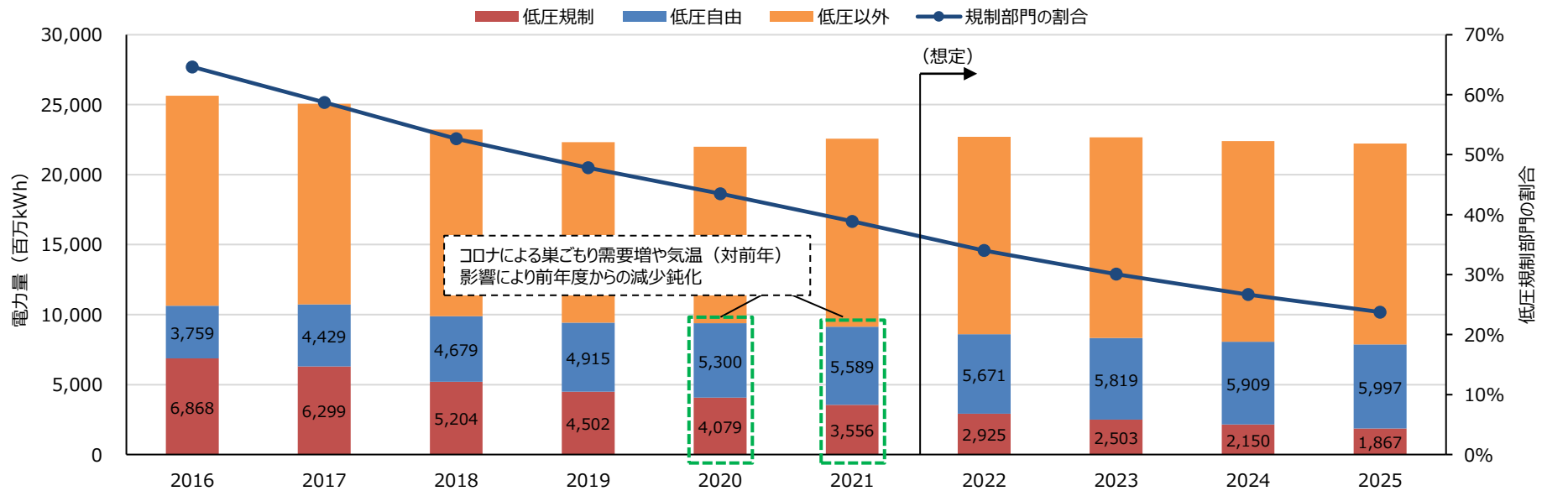
※ 2022年7月までは実績値。

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

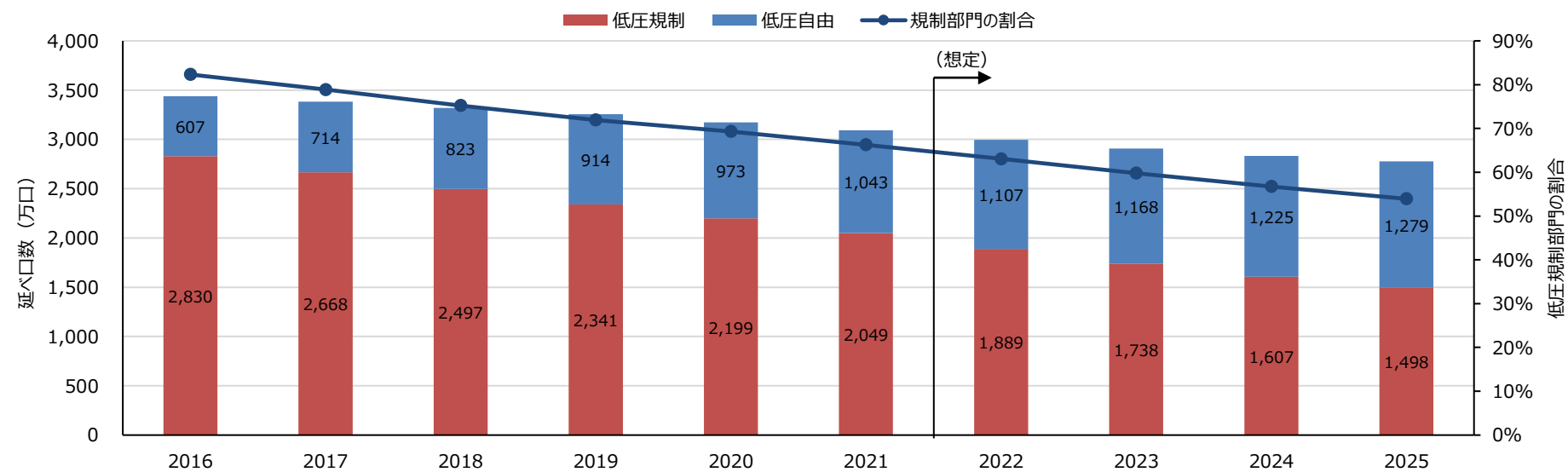
注：電力量は使用端。域外需要を含む。自社消費分を除く。
※1 省エネ機器の普及や節電効果等は、過去の実績傾向を踏まえた原単位にて想定することで織込んでおり、これらの影響は「その他」欄にてまとめて整理。
※2 コロナ禍における巣ごもり需要の増加による影響を含む。

需要電力量と低圧規制部門の割合（四国電力）

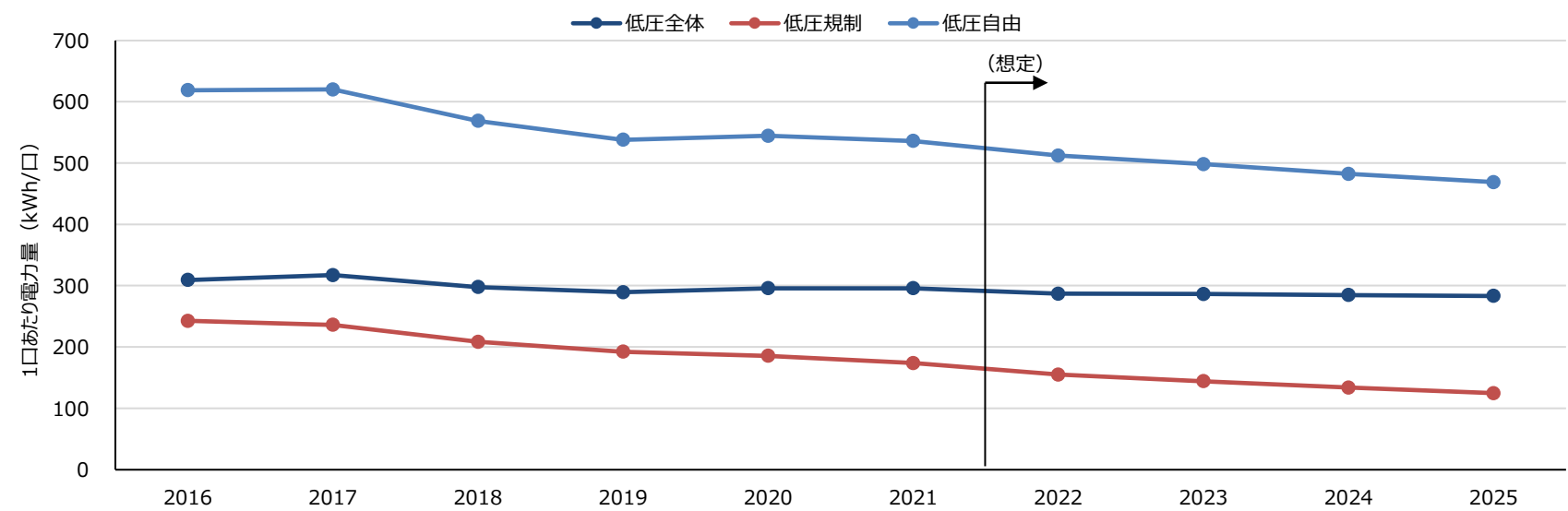


需要想定の詳細（四国電力）②

低圧延べ口数と低圧規制部門の割合（四国電力）



1口あたりの電力量 (kWh/口)（四国電力）



需要想定の詳細（沖縄電力）①

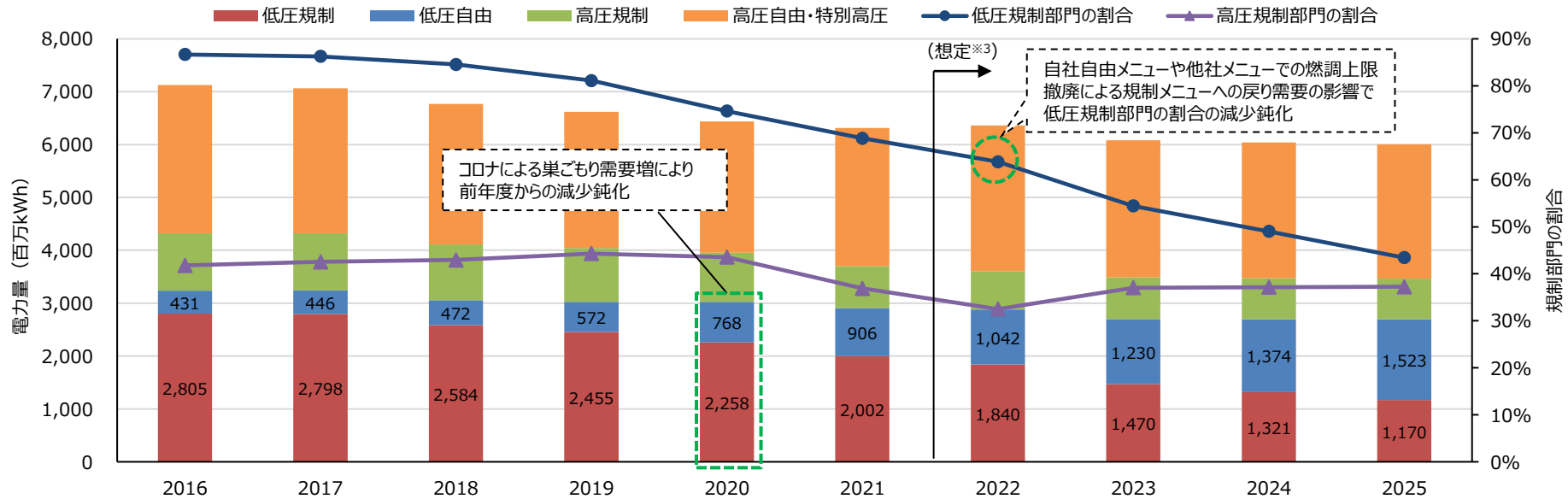
年度		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧需要合計（百万kWh）		3,236	3,244	3,056	3,027	3,026	2,908	2,882	2,700	2,695	2,693
うち規制部門（百万kWh）		2,805	2,798	2,584	2,455	2,258	2,002	1,840	1,470	1,321	1,170
対前年度変動（％）		－	▲ 0.2	▲ 7.6	▲ 5.0	▲ 8.0	▲ 11.3	▲ 8.1	▲ 20.1	▲ 10.1	▲ 11.4
主な内訳	他社離脱（戻り含む）	－	0.0	▲ 0.4	▲ 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。

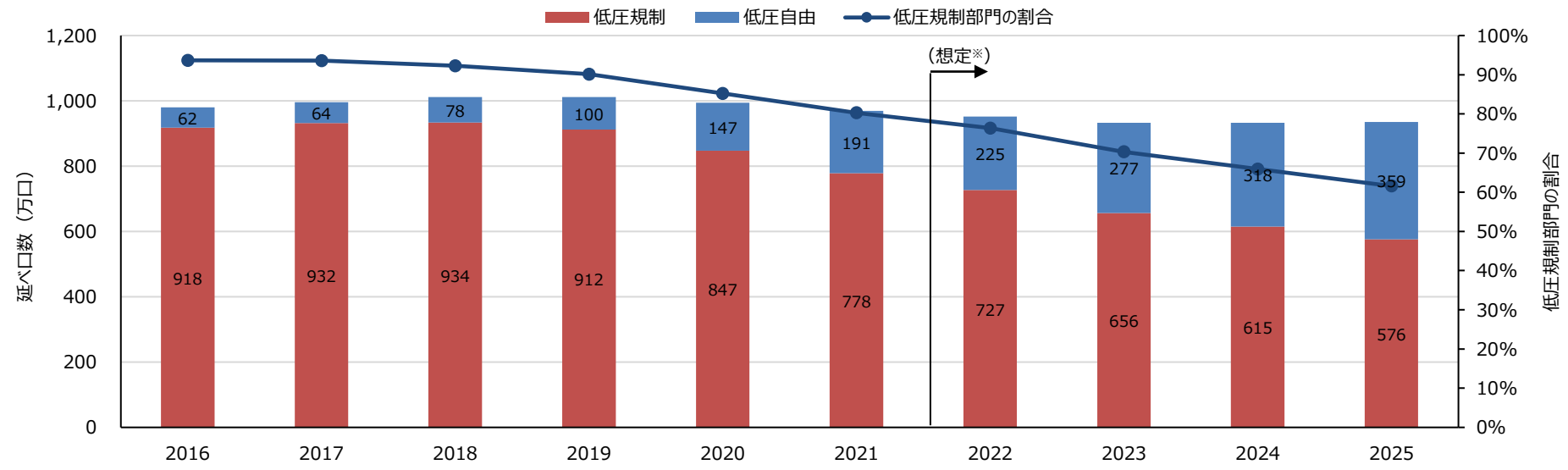
※2 台風による需要の減少やコロナ禍における巣ごもり需要の増加による影響を含む。

需要電力量と規制部門の割合（沖縄電力）

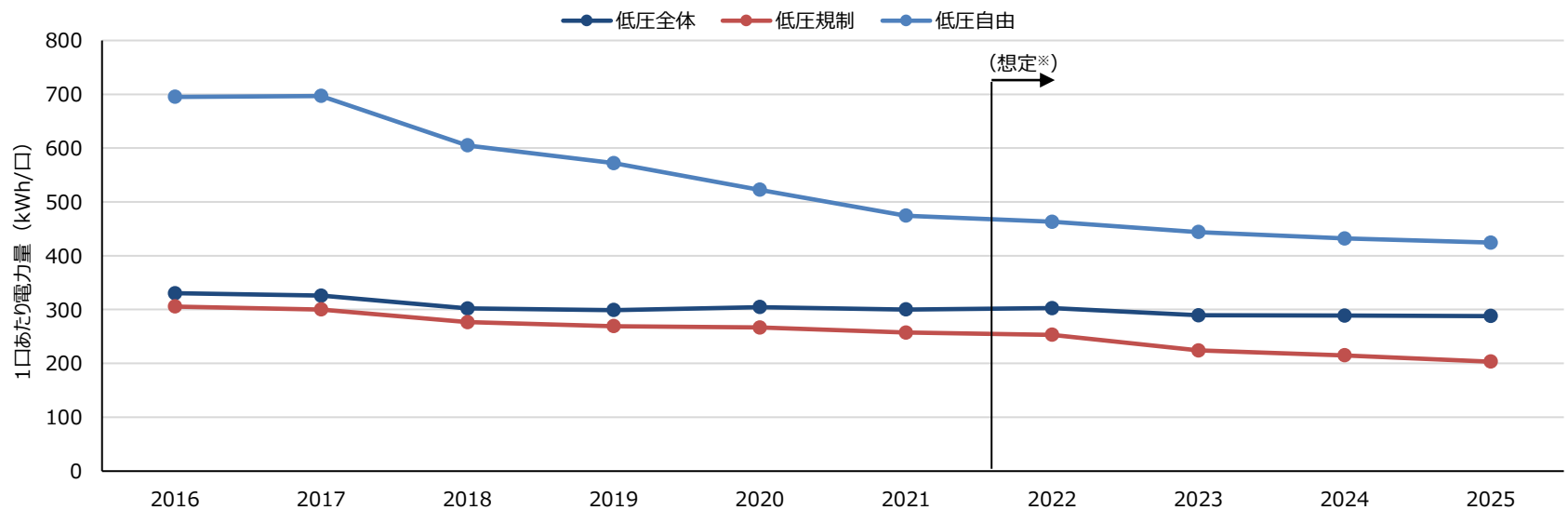


需要想定の詳細（沖縄電力）②

低圧延べ口数と低圧規制部門の割合（沖縄電力）



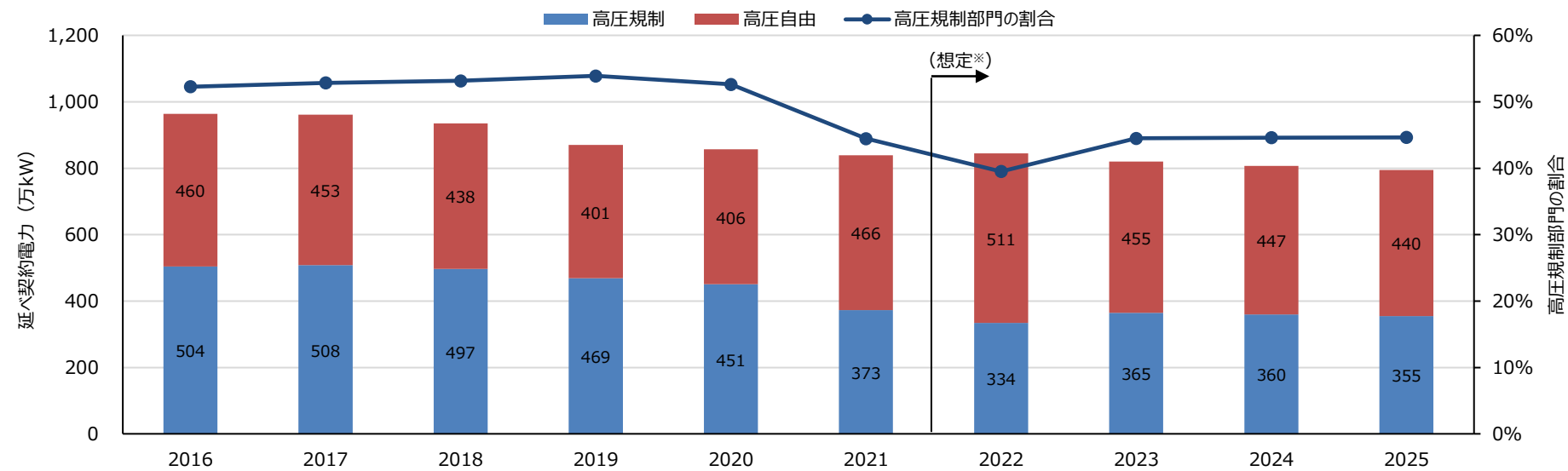
1口あたりの電力量（kWh/口）（沖縄電力）



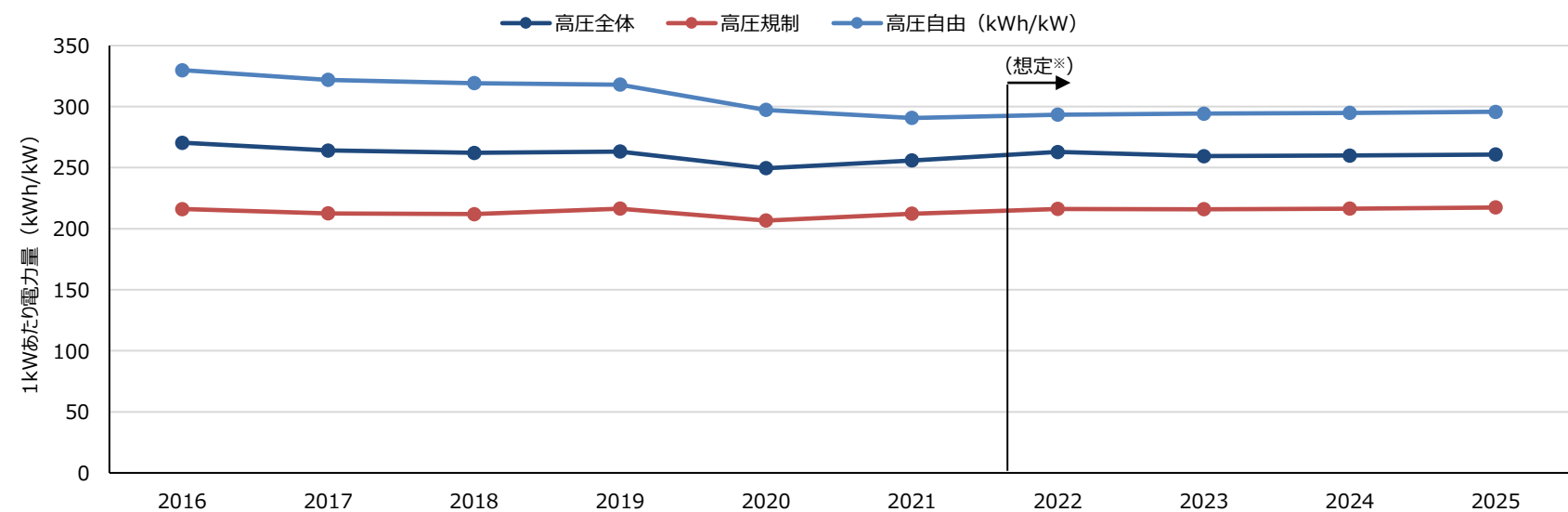
※ 2022年11月までは実績値。

需要想定の詳細（沖縄電力）③

高圧延べ契約電力と高圧規制部門の割合（沖縄電力）



1kWあたりの電力量 (kWh/kW)（沖縄電力）



※ 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
	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
北海道電力	295	272	269	なし
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）
東京電力EP	2,252	2,351	2,369	- 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）
北陸電力	275	271	270	- 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）
				- 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「補正後の供給力」との「当初申請」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「補正後の供給力」との「当初申請」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

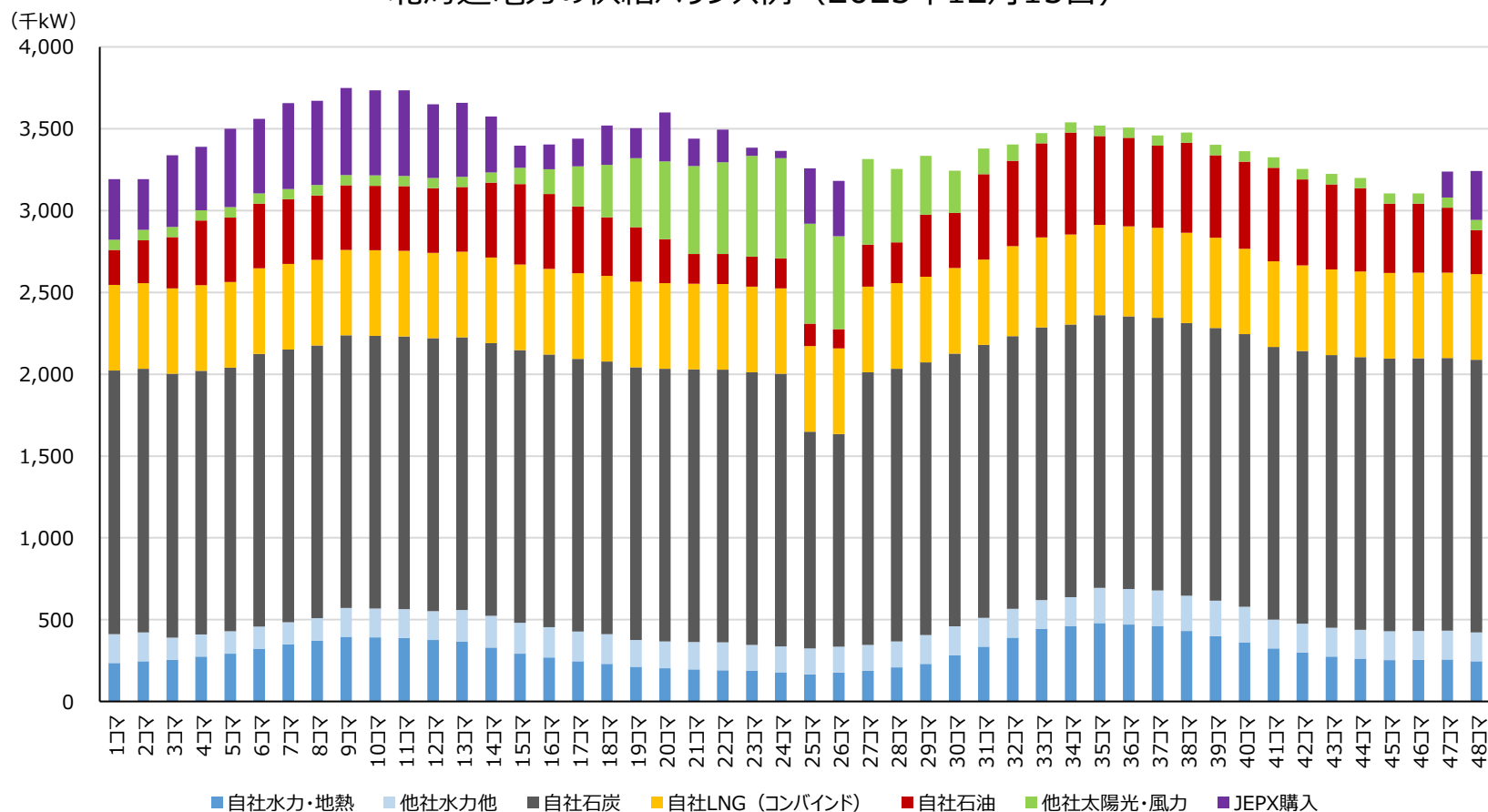
- 各事業者によれば、「供給計画」における供給力の算定方法は、以下のとおり。

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。

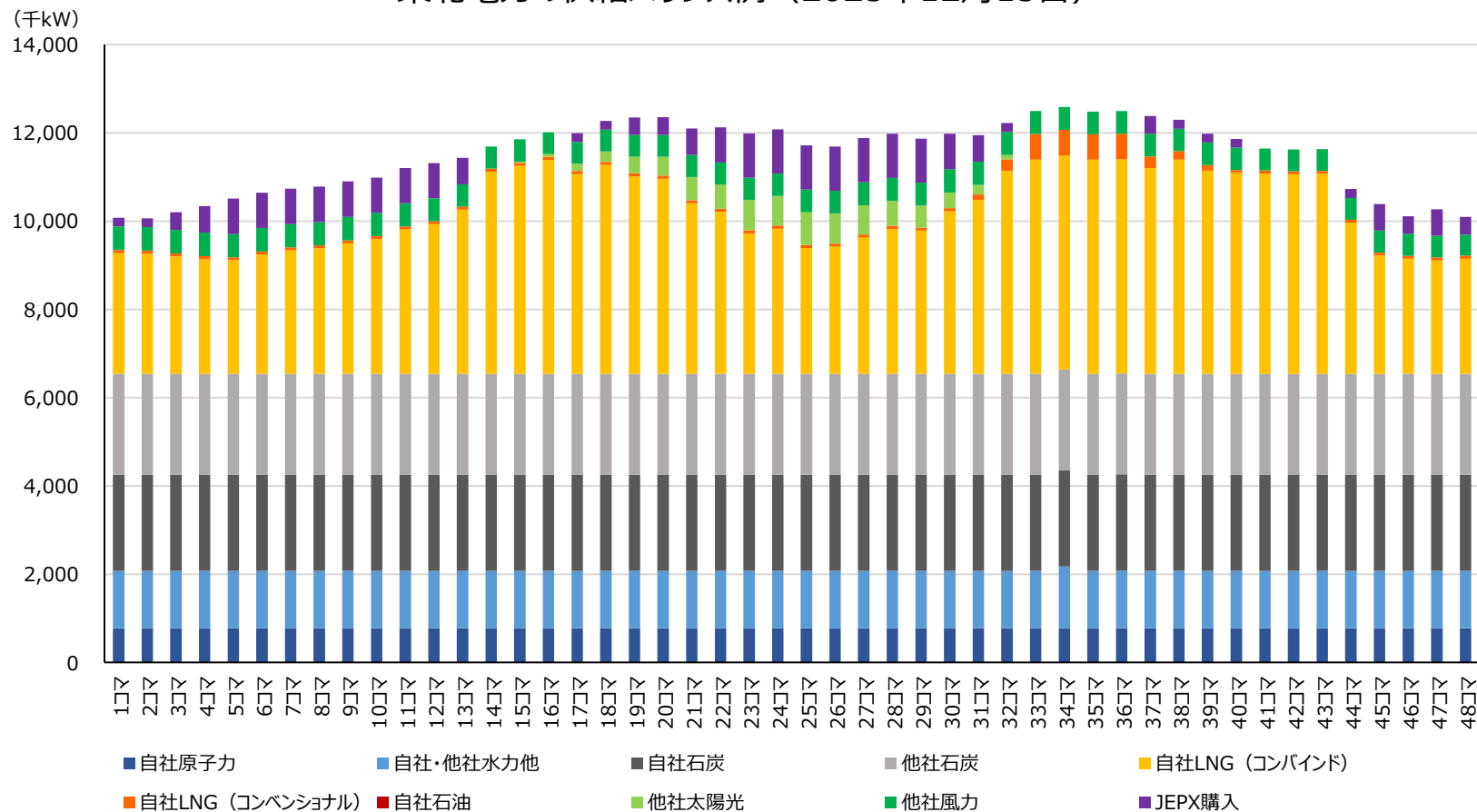
北海道電力の供給バランス例（2025年12月15日）



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。

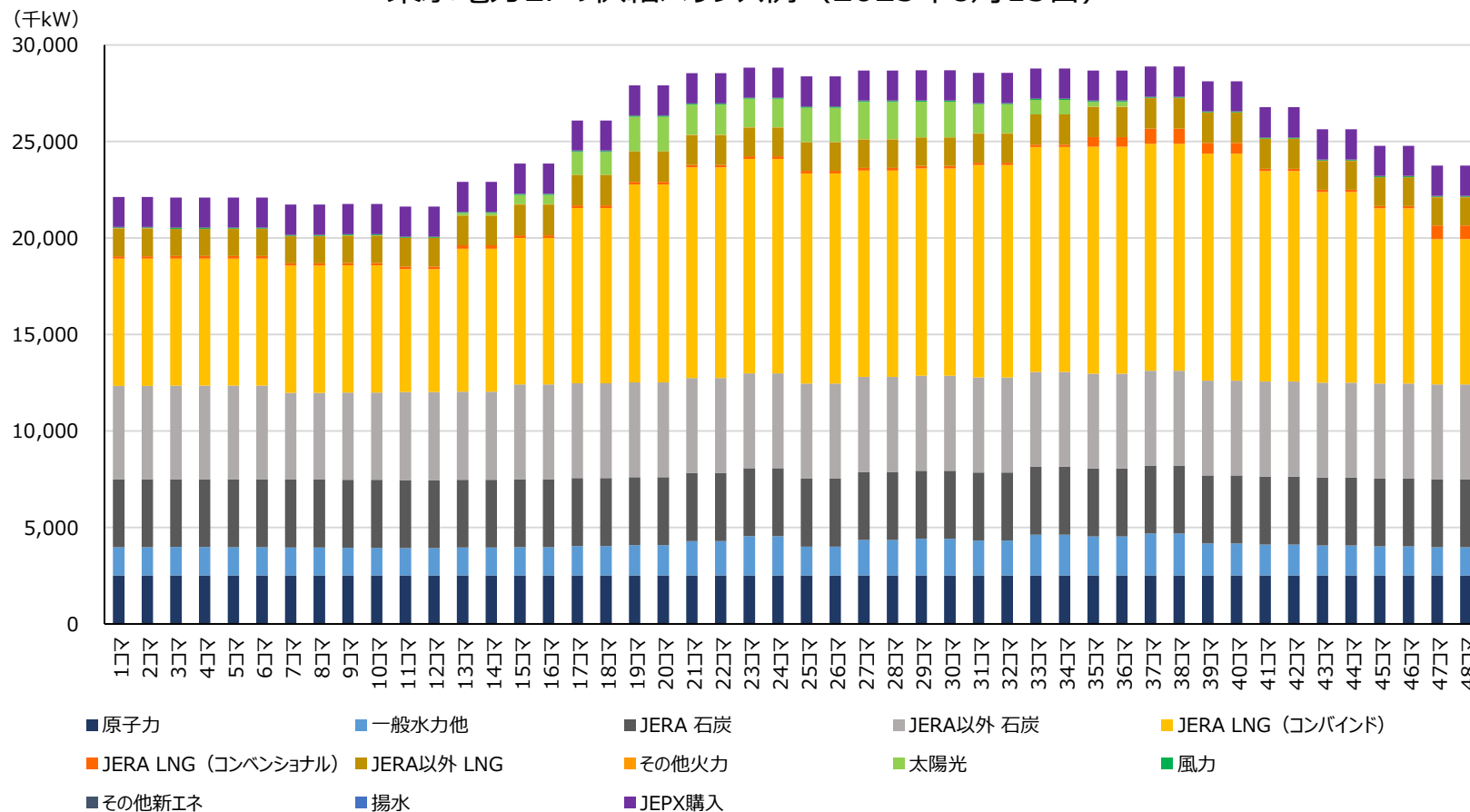
東北電力の供給バランス例（2025年12月15日）



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。

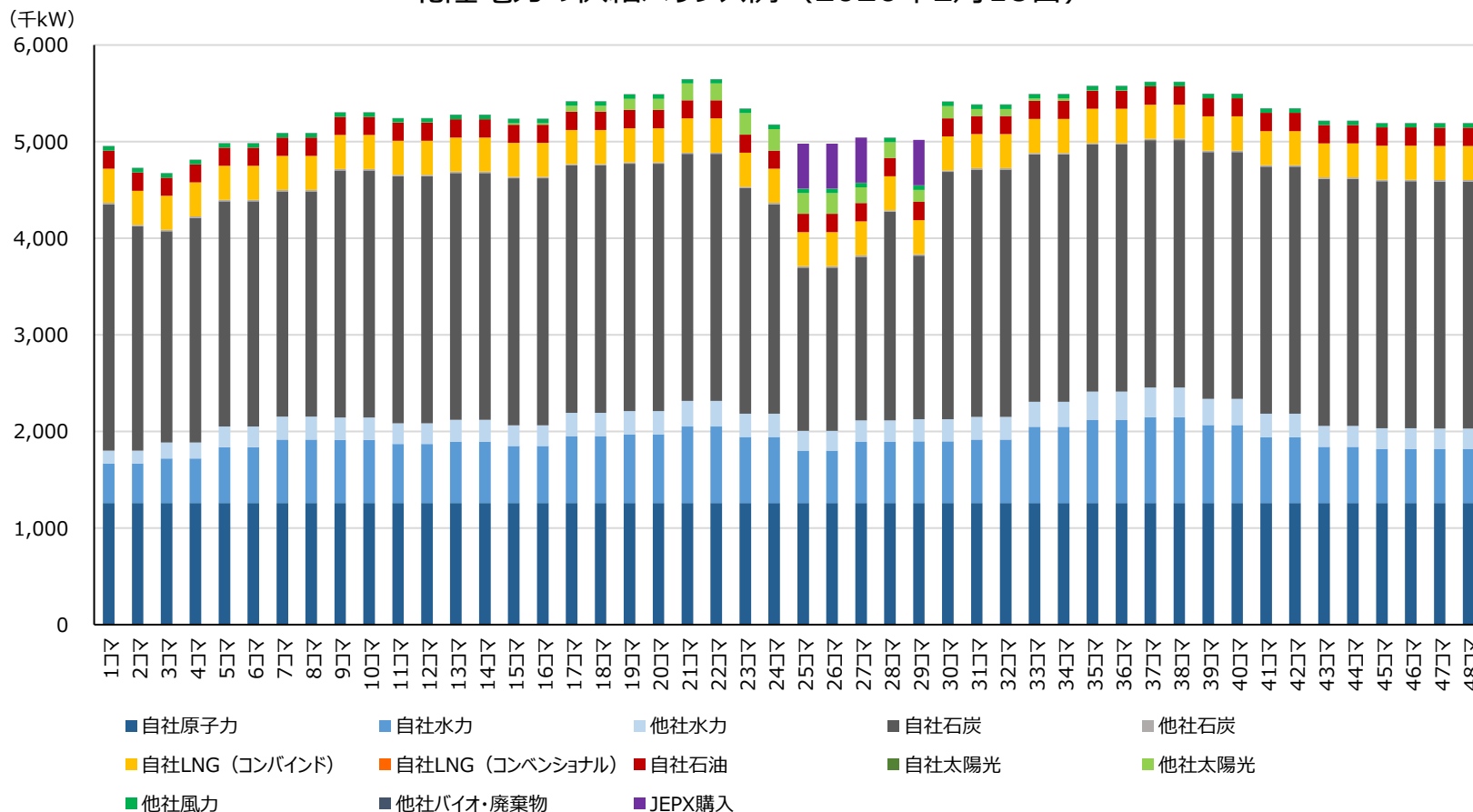
東京電力EPの供給バランス例（2025年8月15日）



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。

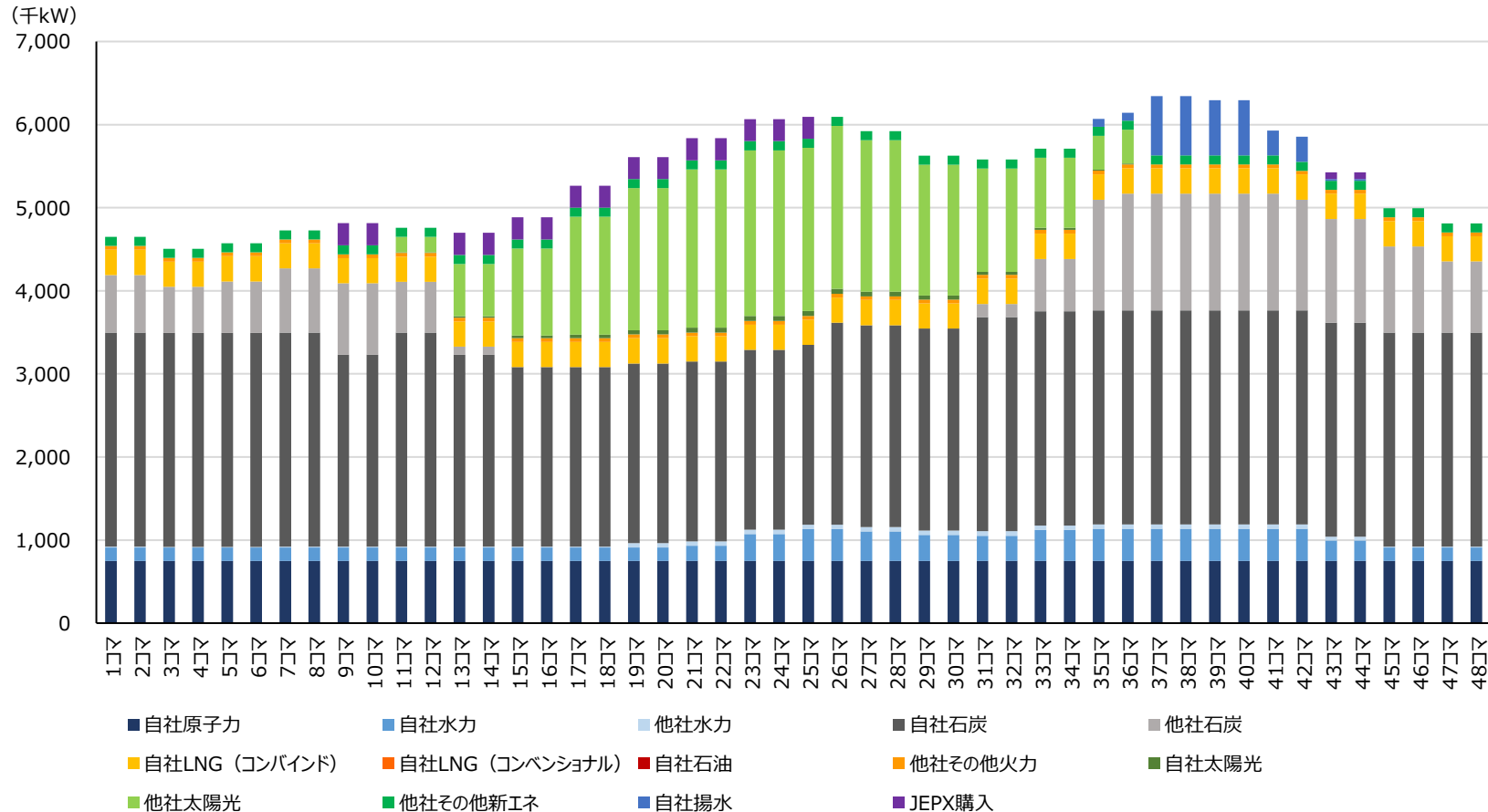
北陸電力の供給バランス例（2026年2月18日）



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。

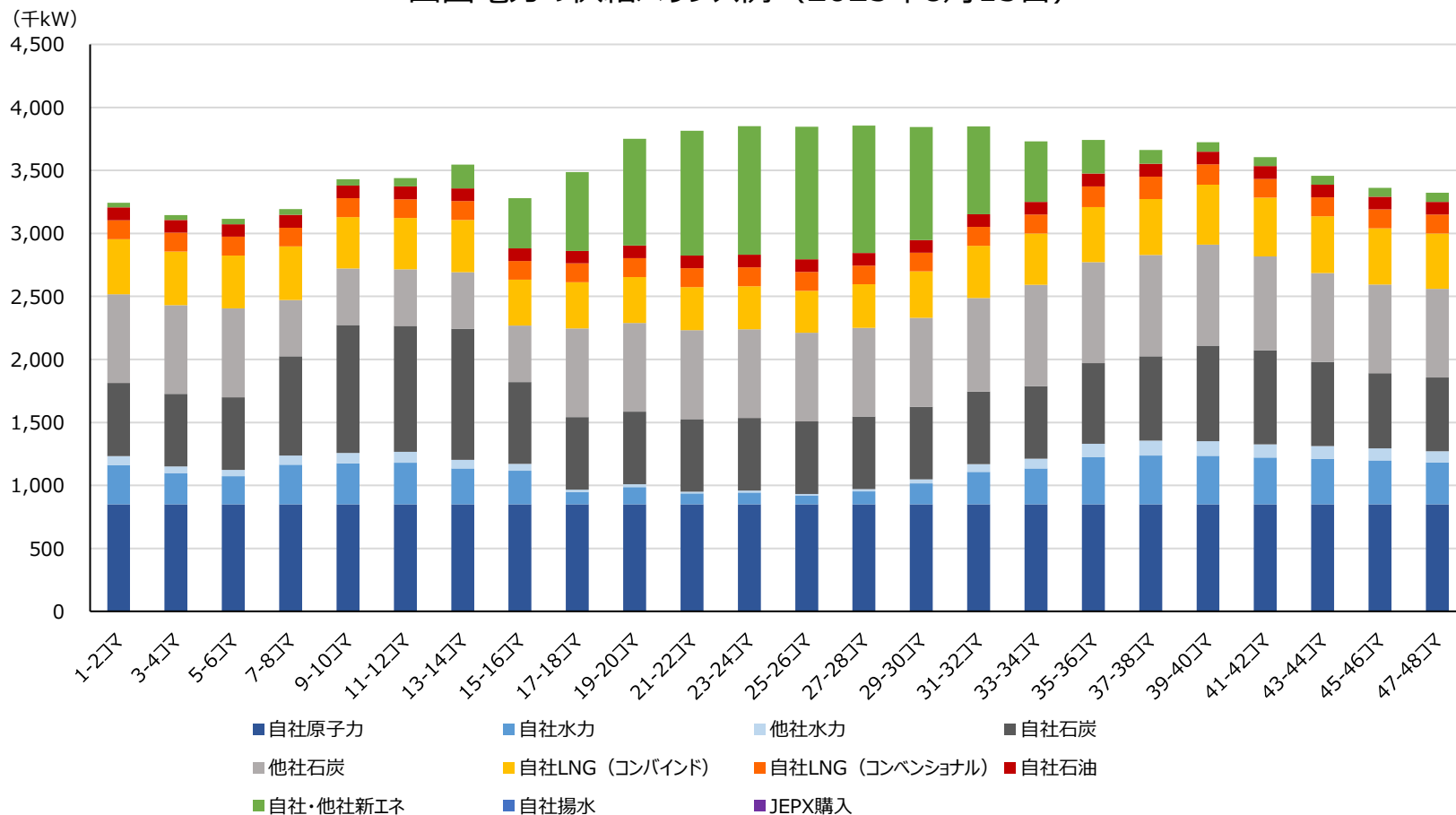
中国電力の供給バランス例（2025年8月15日）



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。

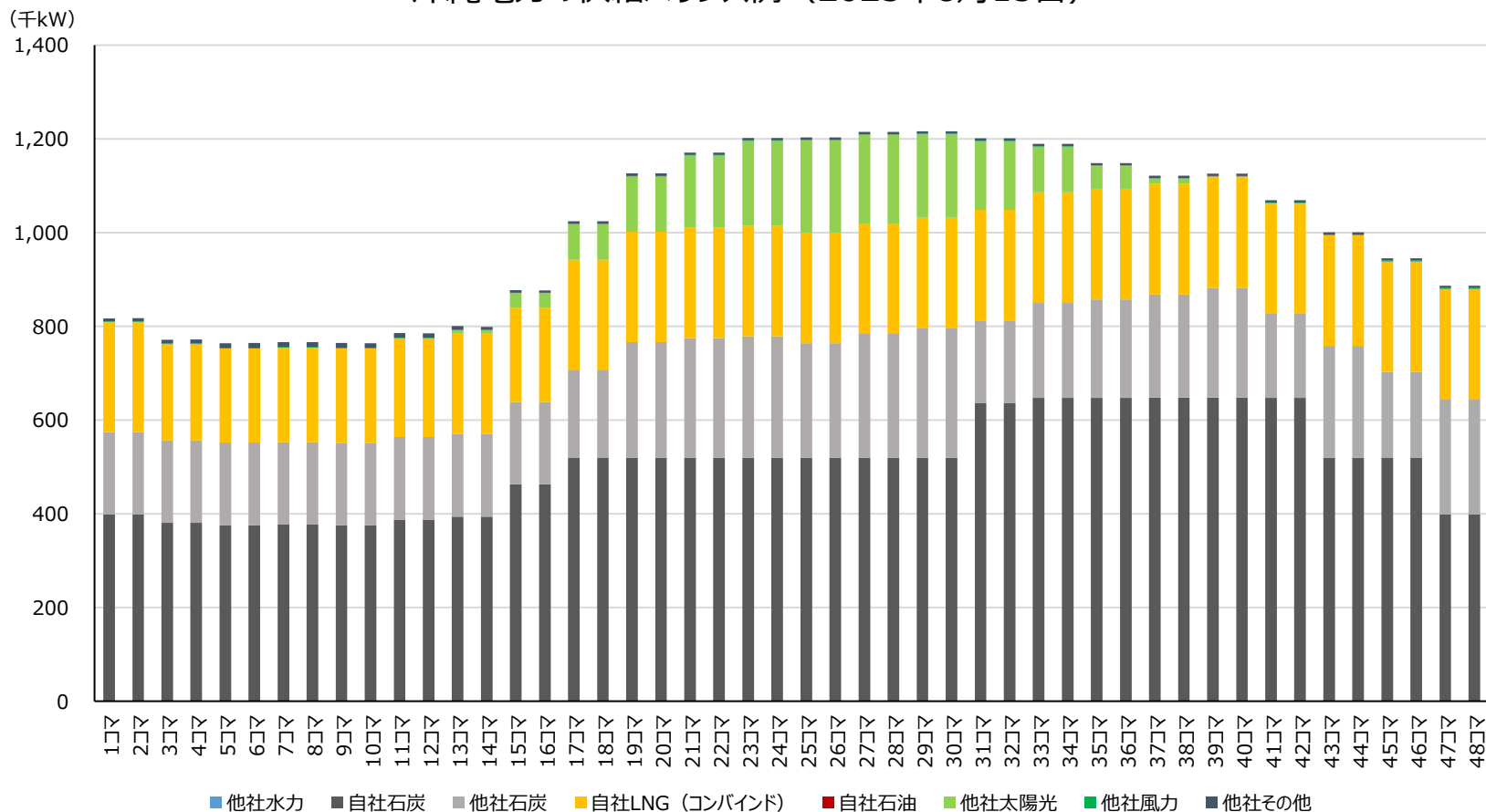
四国電力の供給バランス例（2025年8月15日）



各事業者における供給力の内訳（沖縄電力）

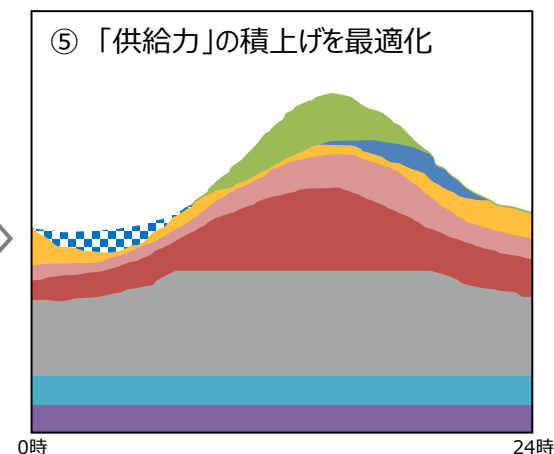
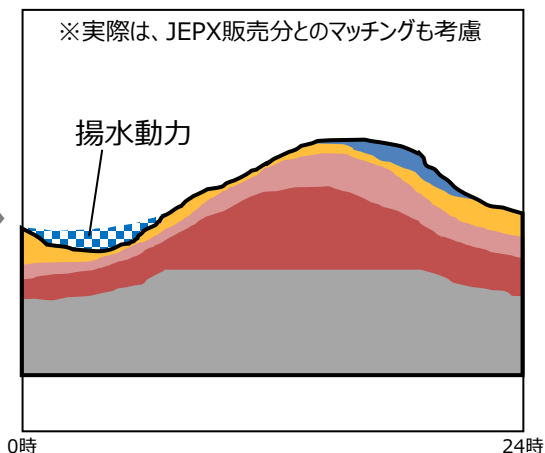
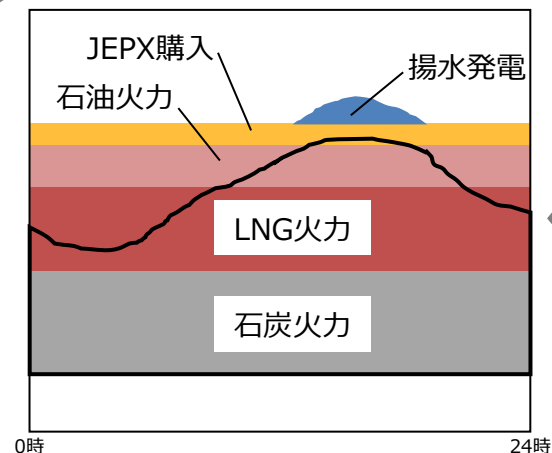
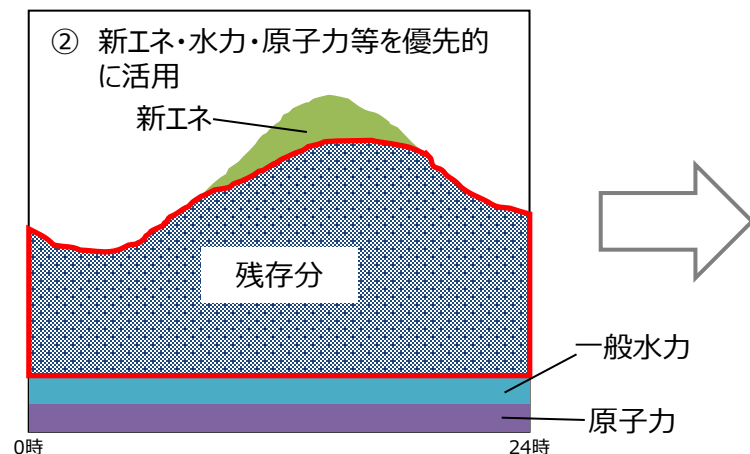
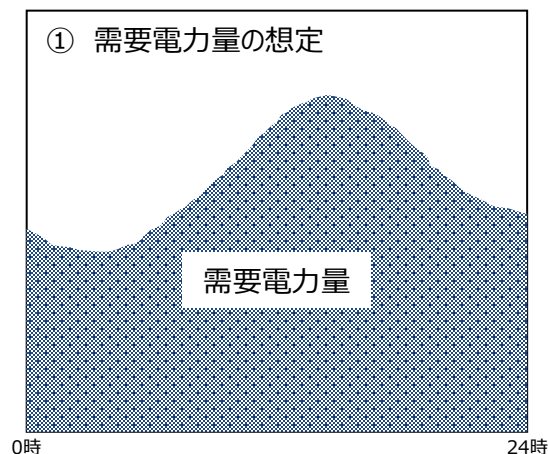
- 沖縄電力における一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。

沖縄電力の供給バランス例（2025年8月15日）



【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。



反復計算により最適化

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. 査定方針案の概要
- 6. 査定方針案の各論**
 - 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. レートメイク・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

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、申請事業者を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

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)		前回認可（2013・14年） における効率化目標	
		うち、前回認可 条件分		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)		前回認可（2013年） における効率化目標	
		うち、前回認可 条件分		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)		前回認可（2012年） における効率化目標	
		うち、前回認可 条件分		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)		前回認可（2013年） における効率化目標	
		うち、前回認可 条件分		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

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

※申請原価と経営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号機のリプレイ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

※申請原価と経営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

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**（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	消耗品費
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	修繕費
	原子力損害賠償資金補助法一般負担金	減価償却費
	原賠・廃炉等支援機構一般負担金	普及開発関係費
	使用済燃料再処理等拠出金発電費	養成費
	特定放射性廃棄物処分費	研究費
	原子力発電施設解体費	諸費
	原子力廃止関連仮勘定償却費	固定資産除却費
	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

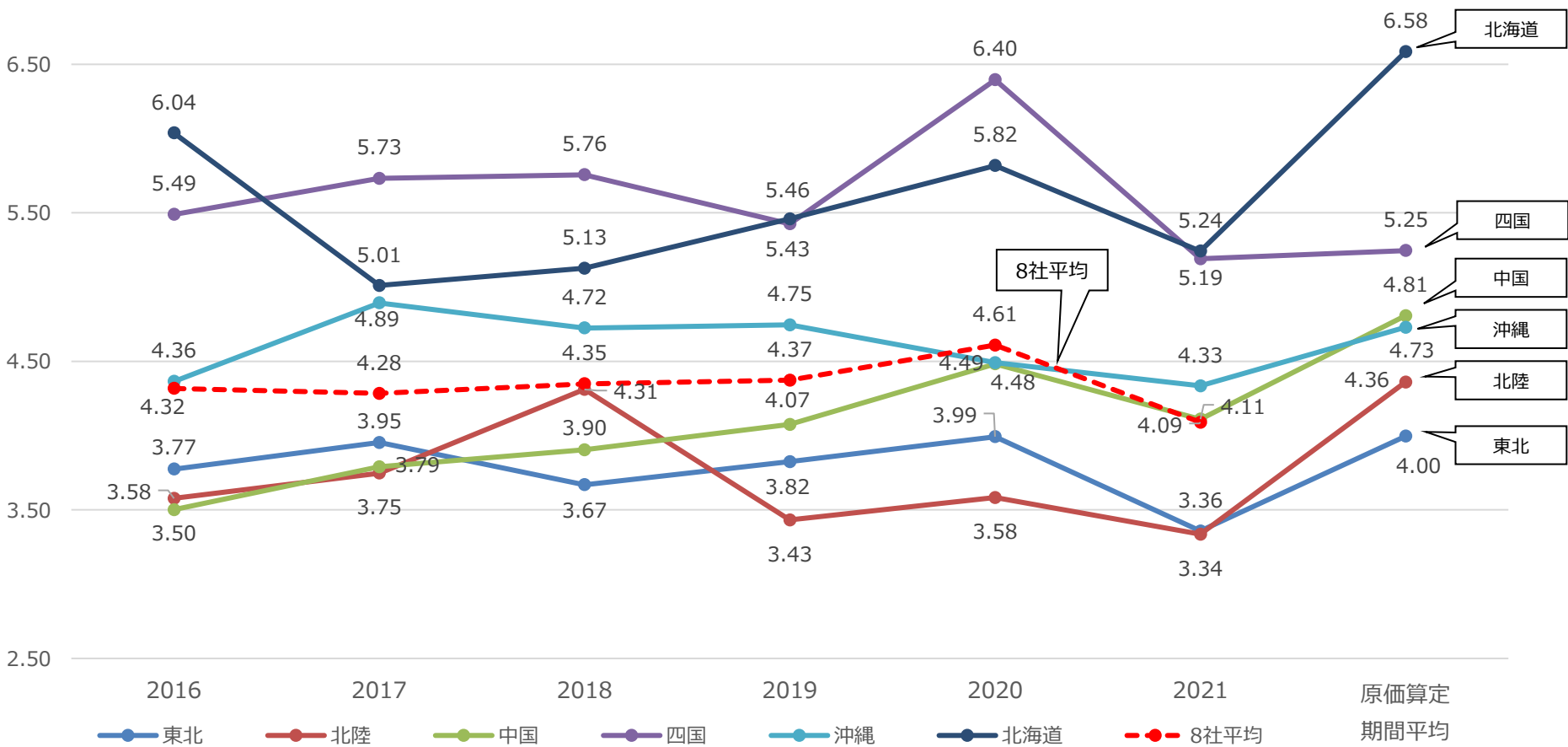
- 前述の分類③の費目について、効率性を検証するにあたり、コストドライバーが必ずしも明確でない場合（例：委託費・研究費・諸費）が存在する。さらに、費目間の関連（例：研究事業を、委託費と研究費のどちらに計上するか）もあるため、費目ごとではなく、分類③の費目の総額を用いて比較することが考えられる。
- これを踏まえ、分類③の費目の総額について、
 1. 発電部門（発電費）と販売部門（販売費）に分けた上で、
 2. 発電部門に係る費用は発電電力量で、販売部門に係る費用は販売電力量で除する、といった方法によって、横比較を行った。これにより、発電分離といった事業形態の違いに依らず、横比較が可能となる。
- 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

● 発電部門に係る分類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「発電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。

(単位：円/kWh)

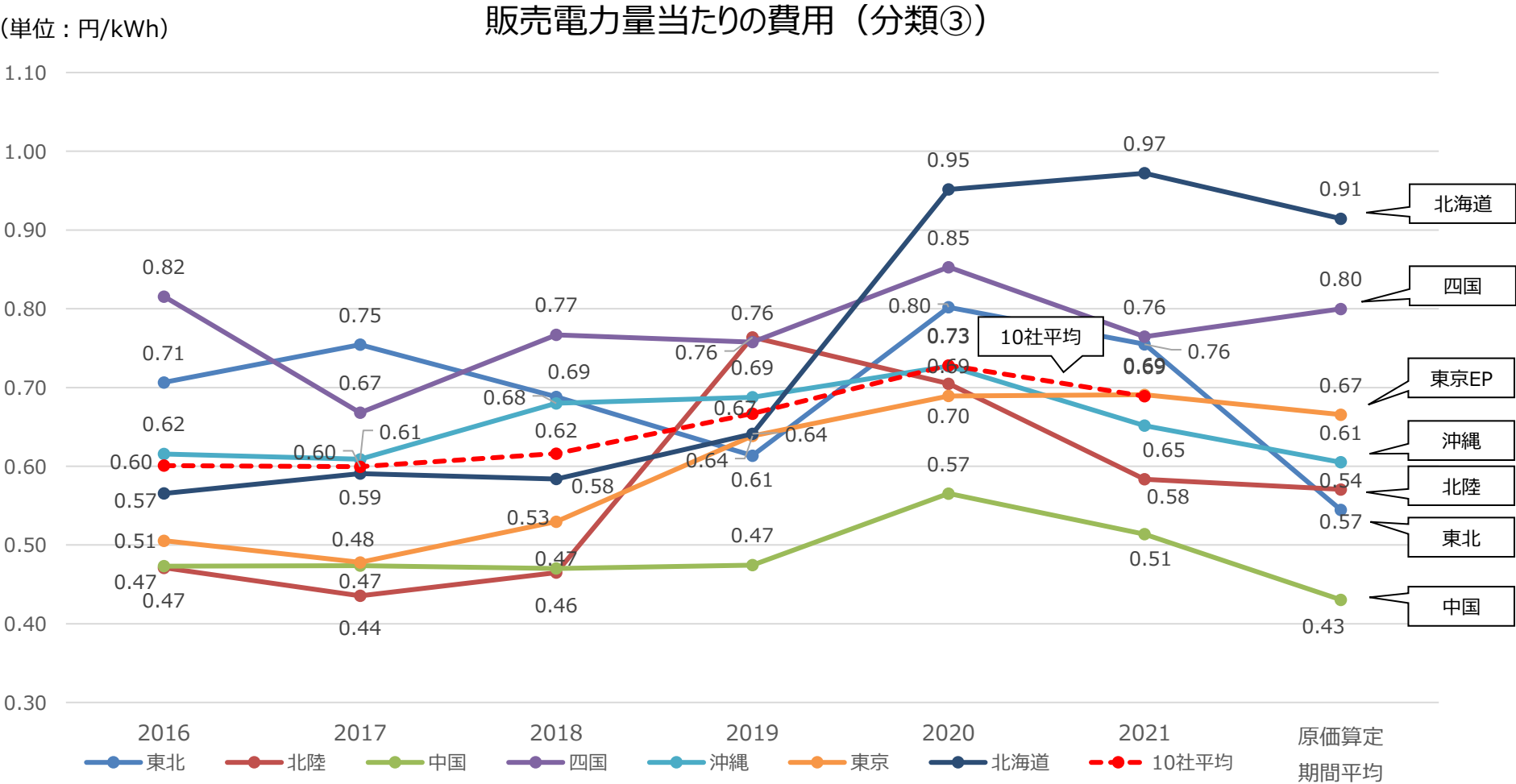
発電電力量当たりの費用（分類③）



※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

- 販売部門に係る分類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。



※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

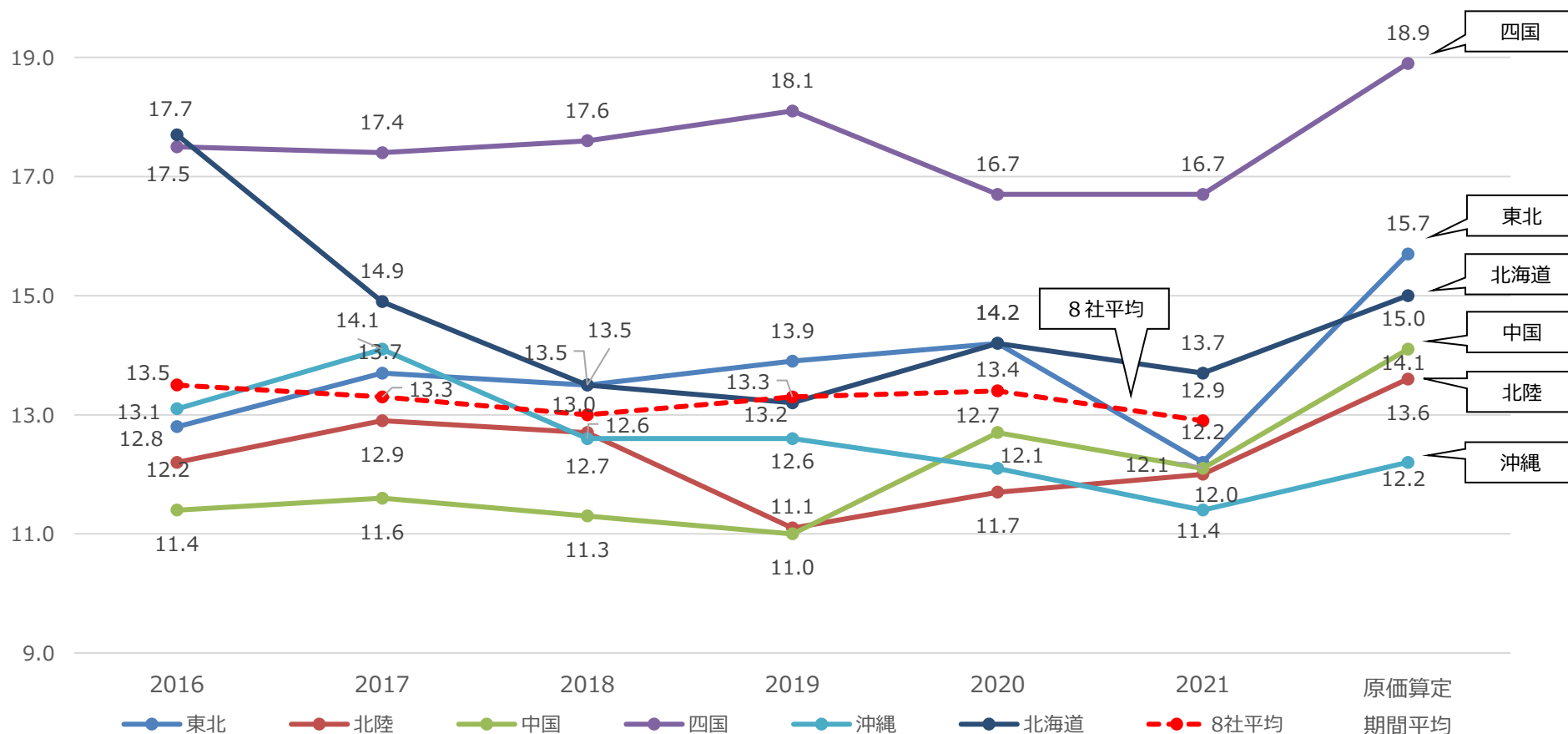
- 前述のとおり、効率化係数の算定にあたって、分類③の費目の総額を基に、発電電力量・販売電力量で除することで、横比較を行った。
- 一方、認可出力や契約口数など、他の指標を用いることや、分類①・②の費目も含めて横比較を行うことなど、その他の手法についても、事務局で検討を行った。
- 次ページ以降に、事務局における検討結果を示すが、各手法には、例えば、以下の課題があると考えられる。
 - ✓ 認可出力を基に比較した場合、認可出力が大きい事業者ほど有利になるため、発電設備の稼働率を高め、効率的に運用している事業者が不利になるというパラドックスが起きる。
 - ✓ 契約口数を基に比較した場合、事業者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）

- 発電部門に係る分類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「認可出力当たりの費用」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。

（単位：千円/kW）

認可出力当たりの費用（分類③）



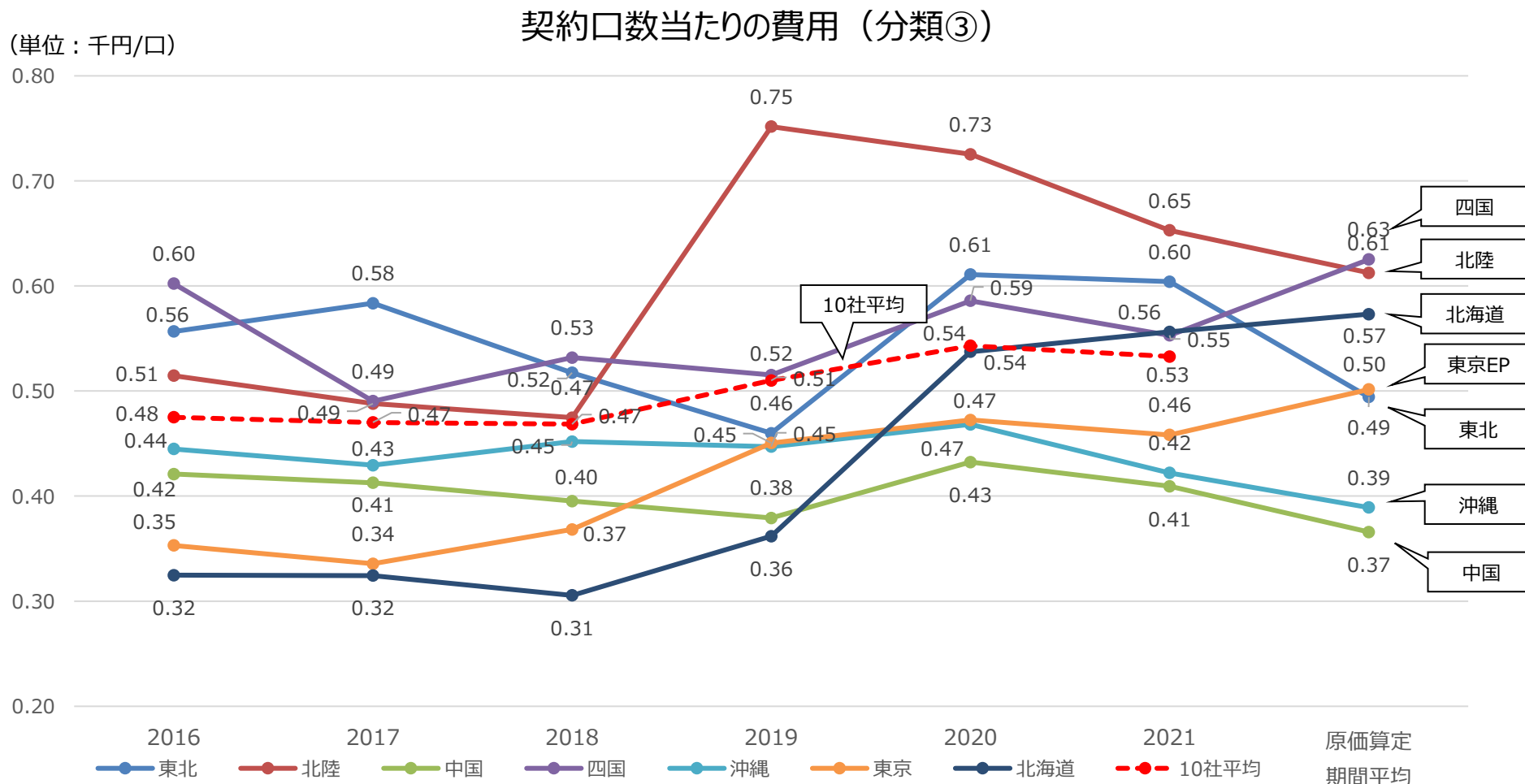
※送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各社から聴取り、それを踏まえて事務局で試算したもの。

※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り、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）

- 販売部門に係る分類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「契約口数当たりの費用」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。



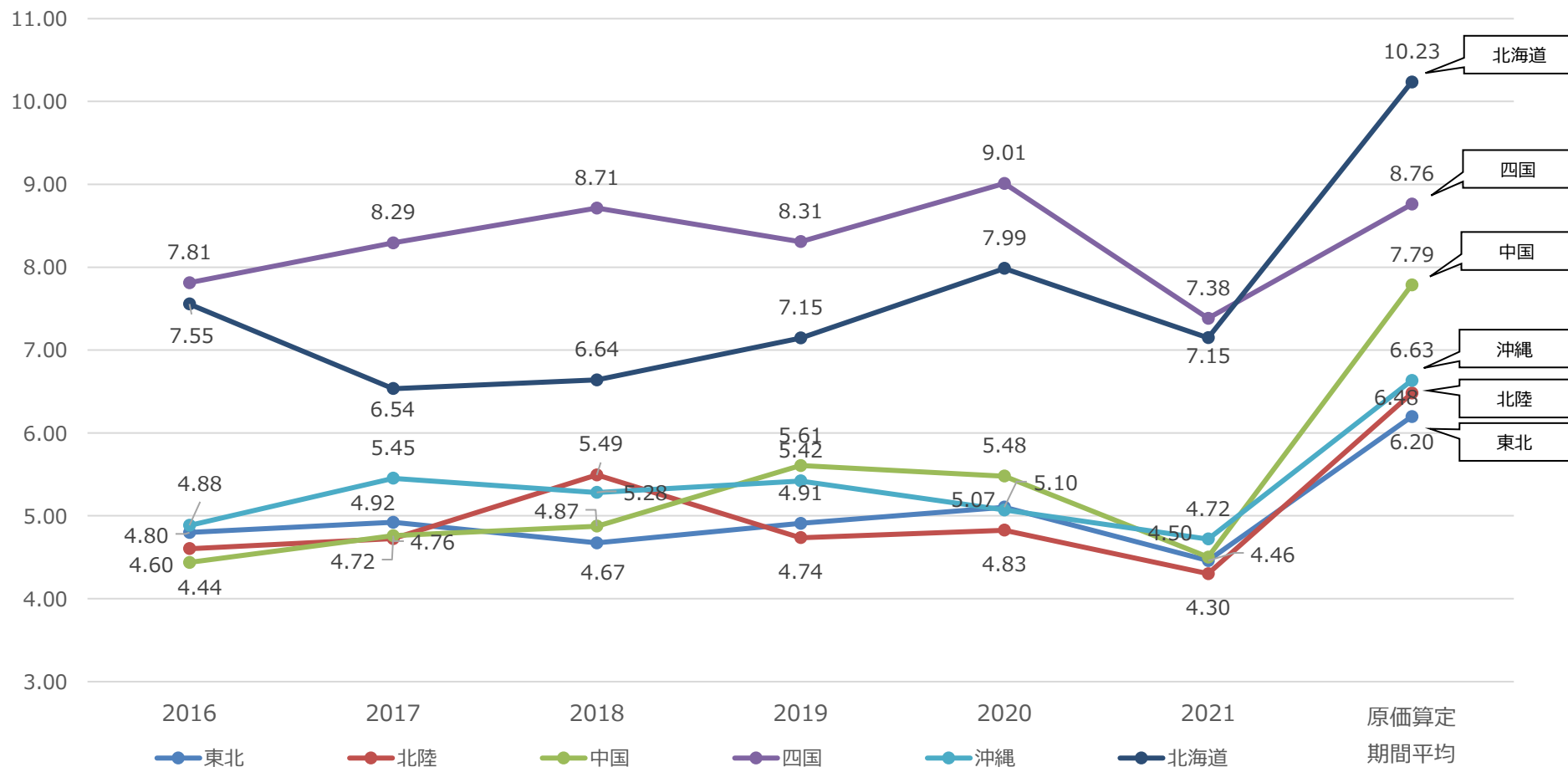
※送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各社から聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。
 ※10社平均の値は、申請者以外の実績値等を事務局で聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。

【参考】発電部門に関する横比較の結果（分類②＋③）

- 発電部門に係る分類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「発電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。

（単位：円/kWh）

発電電力量当たりの費用（分類②＋③）

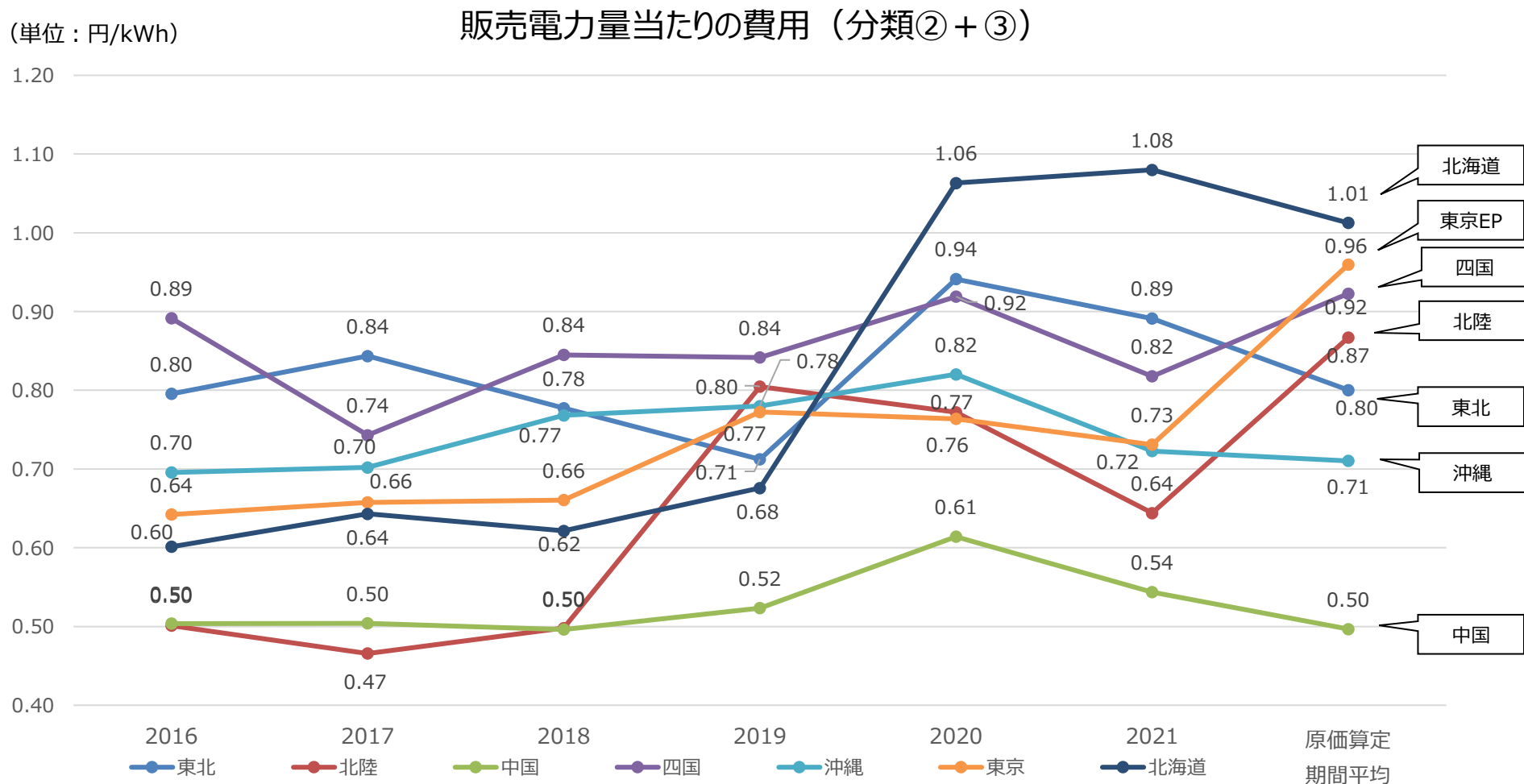


※分類③は送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各社から聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。

※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

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

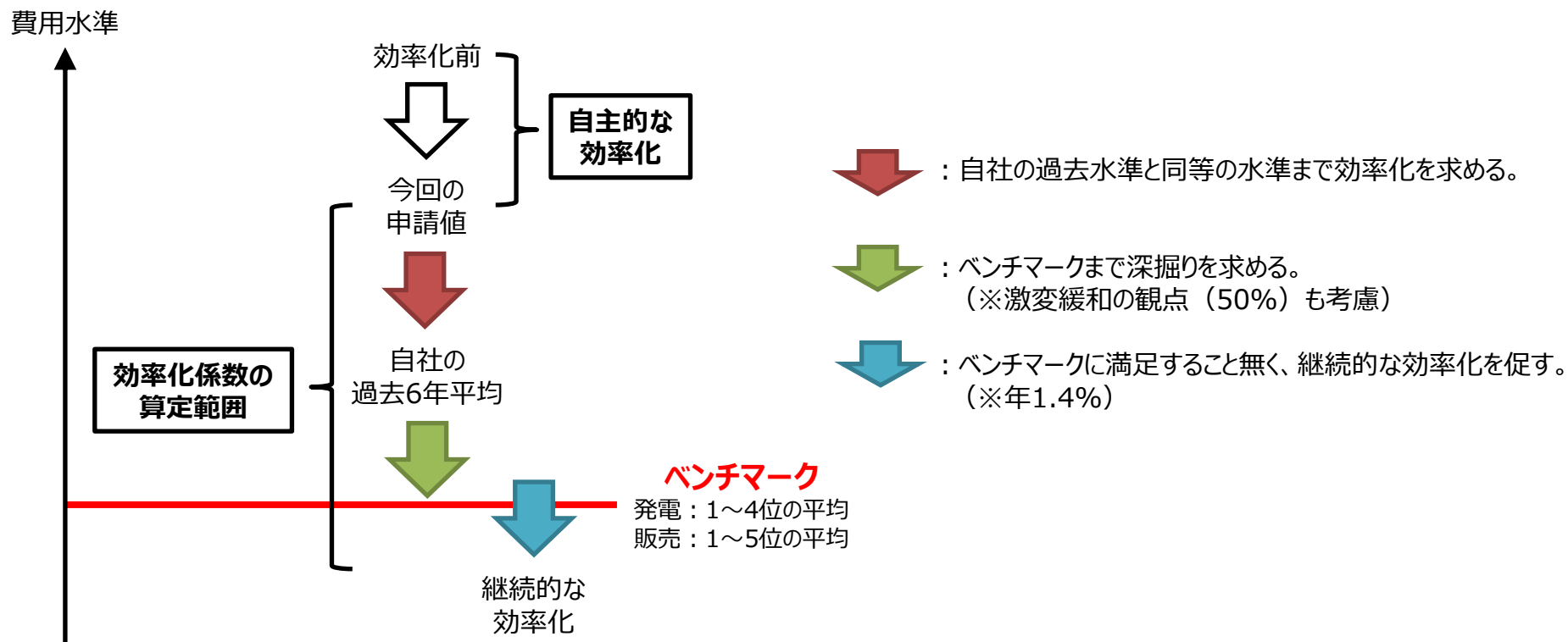
ベンチマーク
発電：1～4位の平均
販売：1～5位の平均

- ：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

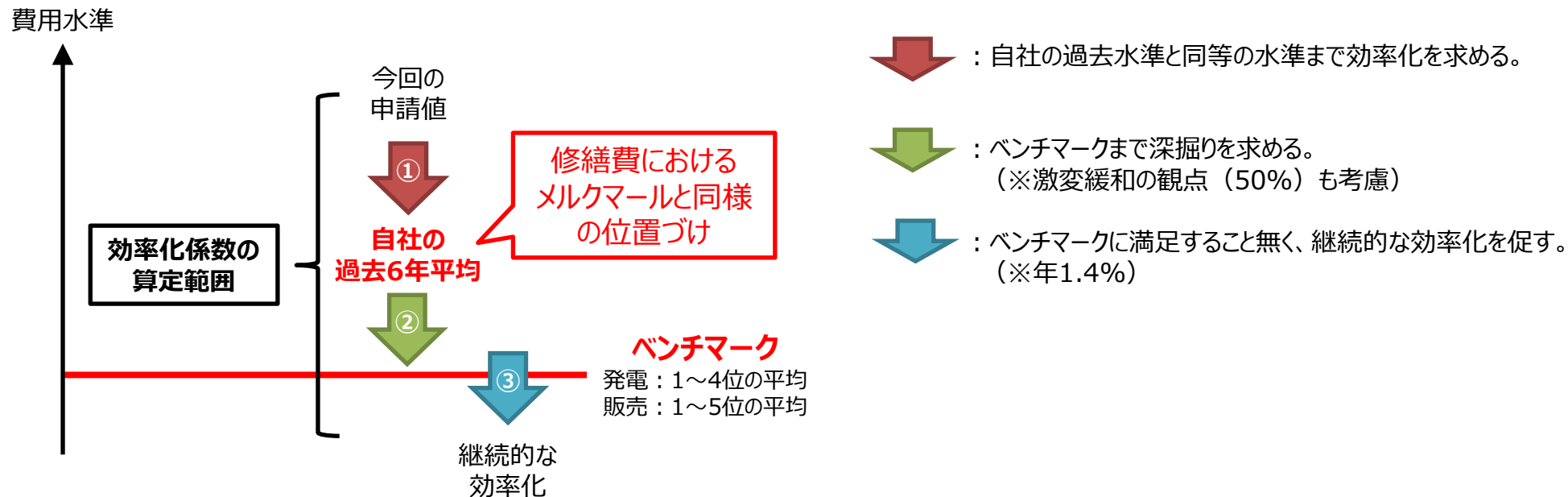
⑥効率化係数に関する各論

⑦ヤードスティック査定の考え方

修繕費のメルクマール査定と効率化係数との関係①

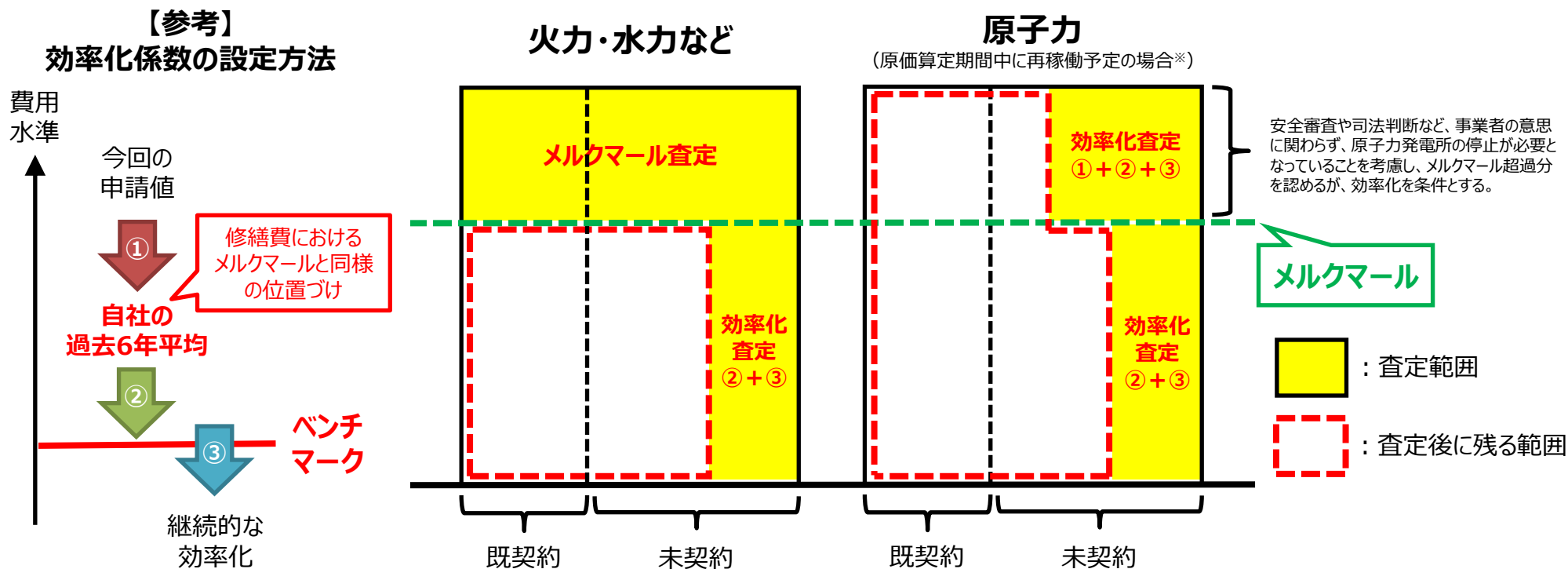
- 修繕費の審査では、過去実績を基にした基準をメルクマールとして設定し、メルクマールの算定期間は直近5年間を基本とすることとされている。
- 上記のメルクマールの考え方について、効率化係数の設定方法との比較を行った場合、「自社の過去6年平均」は、修繕費のメルクマールと同様の位置づけと考えられる。
- そのため、修繕費に対して、下図の①～③の全ての要素を織り込んだ効率化を一律求めた場合、特に①について、メルクマール査定との重複が生じる可能性がある。

効率化係数の設定方法（イメージ）



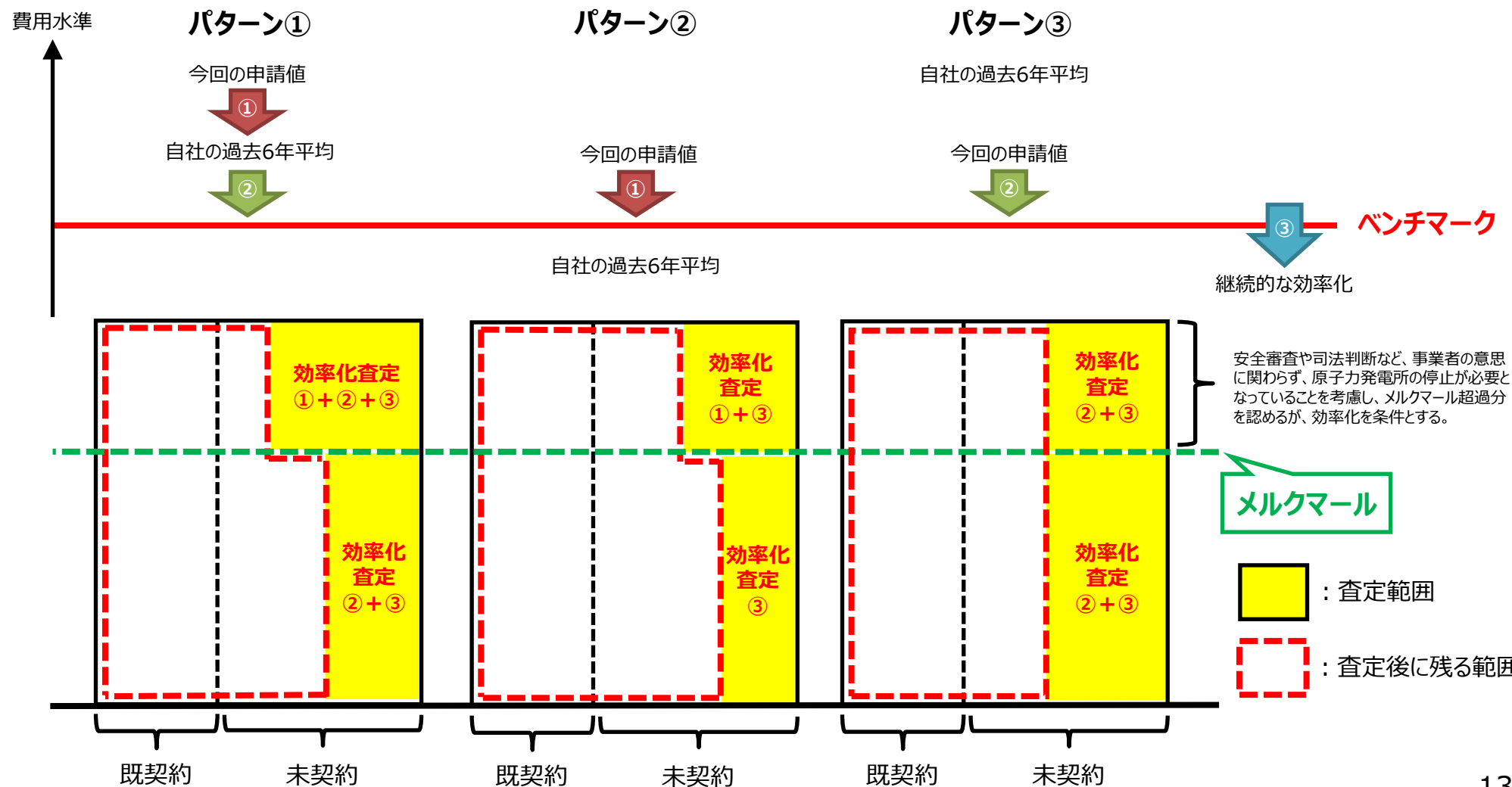
修繕費のメルクマール査定と効率化係数との関係②

- 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。



修繕費のメルクマール査定と効率化係数との関係③

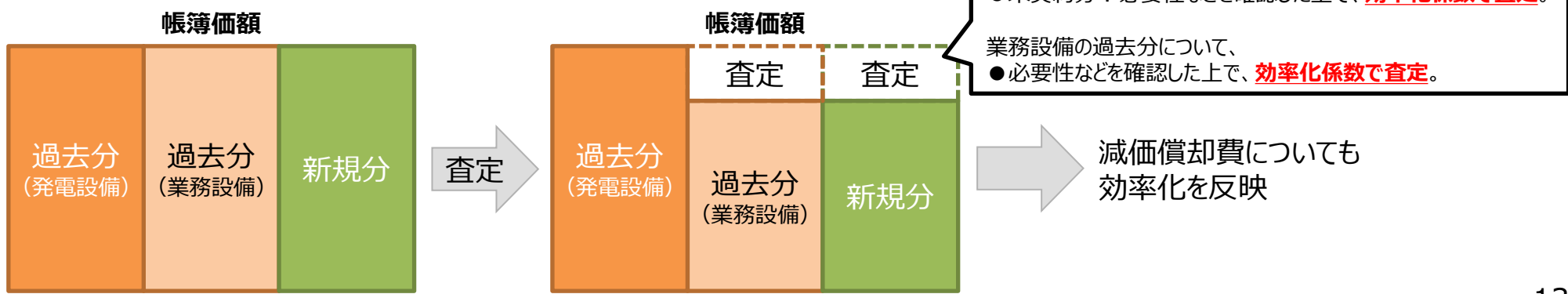
- 各事業者で、「今回の申請値」及び「自社の過去6年平均」の費用水準はそれぞれ異なるところ、主に下図の3パターン関し、原子力発電所の修繕費に係るメルクマールと効率化係数との関係を以下のとおり整理する。



業務設備に係る減価償却費への効率化係数の適用①

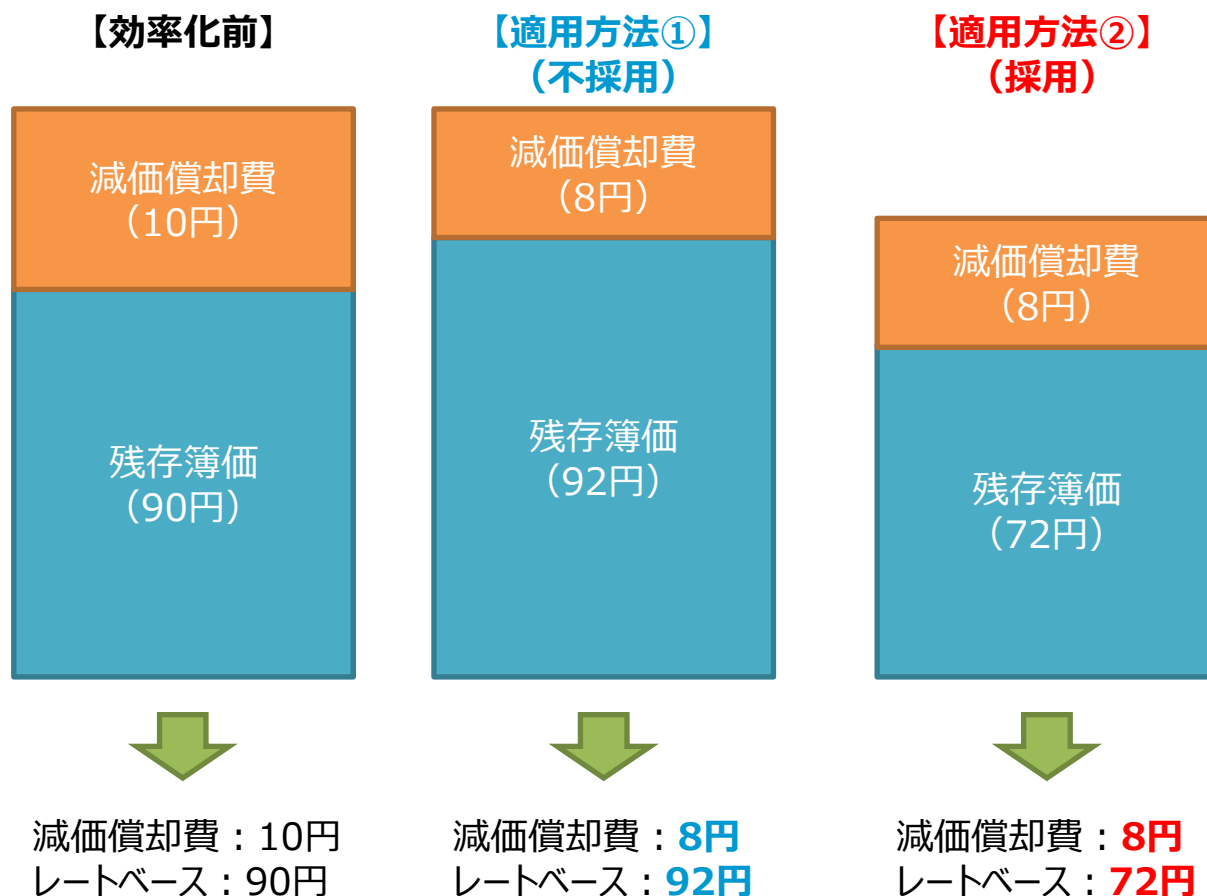
- 減価償却費は、主に過去の設備投資に伴う費用であるとともに、法令によって償却方法が定められており、将来の期間において効率化する余地が限られるものである。
- その上で、下図のとおり、**原価算定期間に新規工事を行い、帳簿価額が増加するもの**については、**効率化係数を用いて査定**し、減価償却費の効率化を求めることとする。
- また、**過去に設置された設備に係る減価償却費**について、レベニューキャップでは、減価償却費を制御不能費用として位置づけることの是非に関し、御議論があったところ。
- その際、関西電力送配電から申出のあった取組は、通信設備を子会社に移管することで、設備投資の抑制や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。

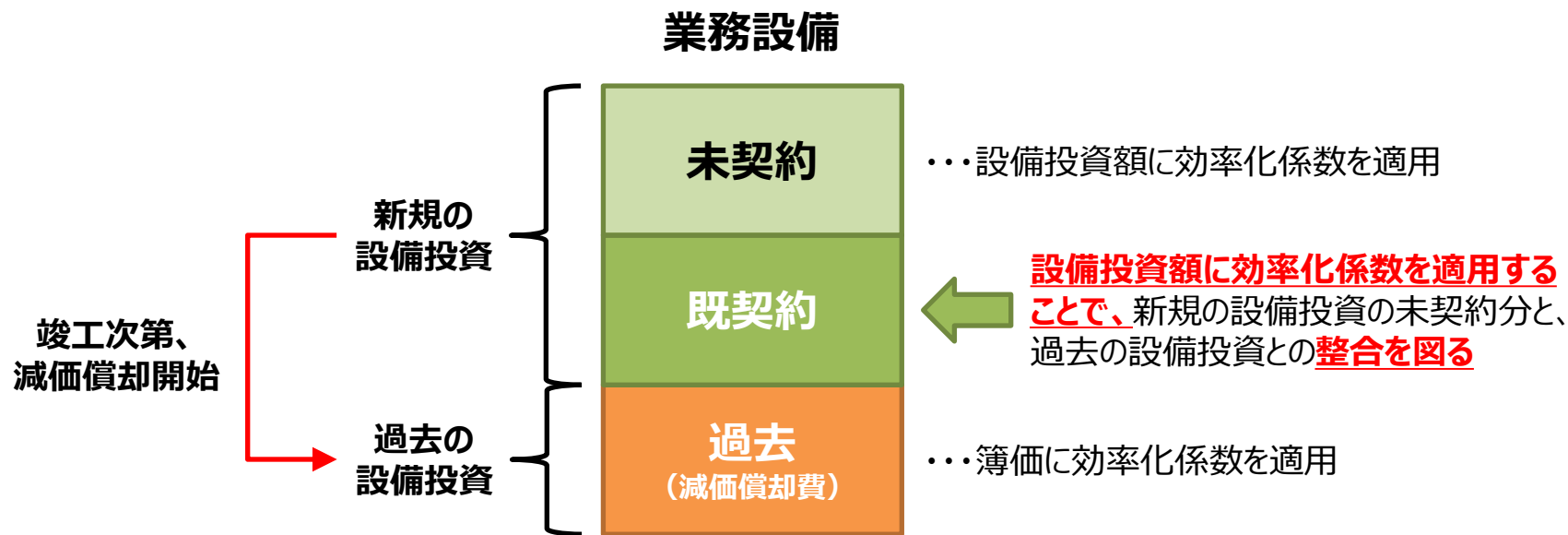


【本事例の前提】

- ・ 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は、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

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を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を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を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を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を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を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、最も直近の時点を含めた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> <u>1.77</u>	1.19	1.33	1.39	<最小値> <u>1.11</u>	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> <u>1.4691</u>	<最小値> <u>1.000</u>	<u>1.000</u>	<u>1.000</u>
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%)	Ⅰ (0%)	Ⅰ (0%)

【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. 8 2	0. 1 0	Ⅱ (1.5%)	7. 0 3	0. 1 1	0. 2 1
東北電力	I (0円)	—	—	I (0円)	—	—	—
東京電力	Ⅲ (3.0%)	1 9 5. 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%)	3 2. 3 3	0. 4 8	I (0円)	—	—	0. 4 8
四国電力	Ⅲ (3.0%)	1. 2 7	0. 0 4	I (0円)	—	—	0. 0 4
九州電力	I (0円)	—	—	I (0円)	—	—	—

※東京電力：2012年7月25日認可

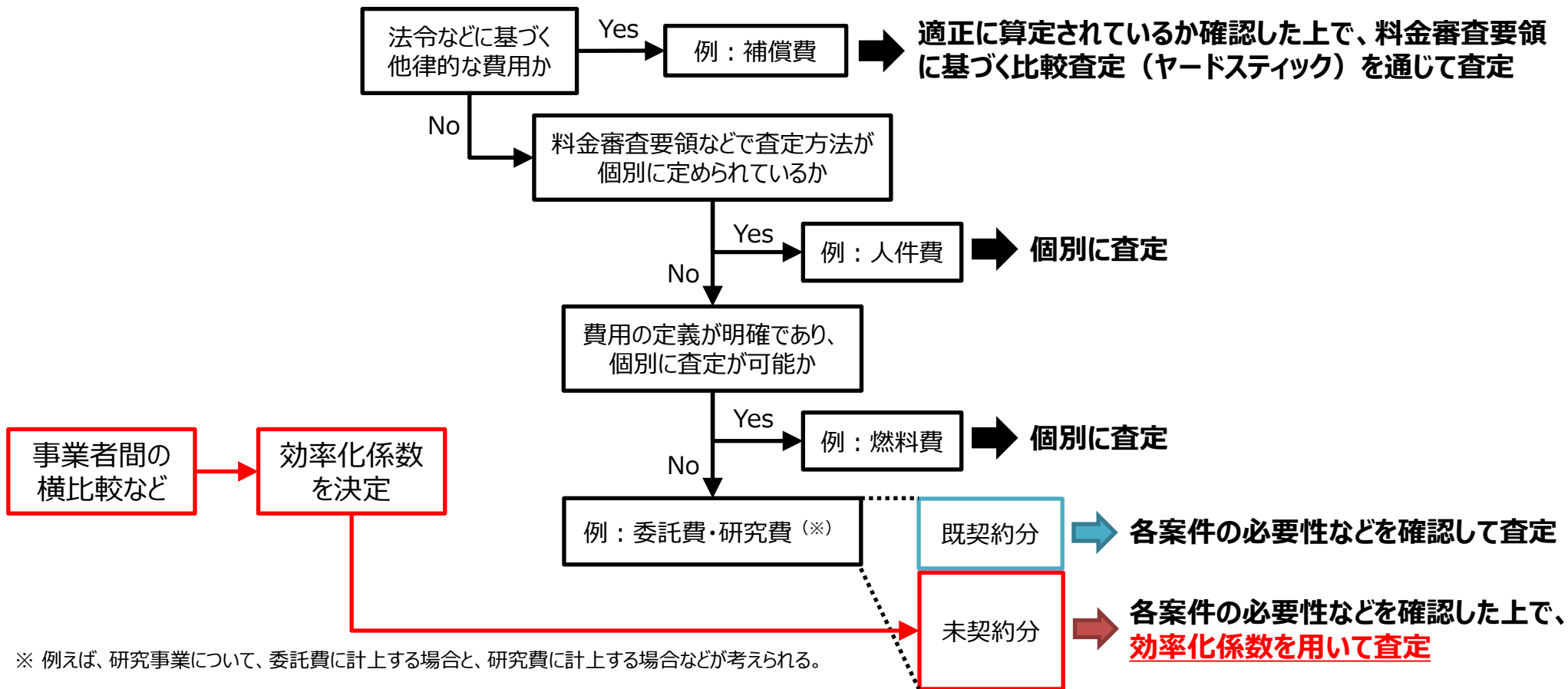
関西電力・九州電力：2013年4月2日認可

北海道電力・東北電力・四国電力：2013年8月6日認可

中部電力：2014年4月18日認可

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。



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	○	×		
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。 ・ なお、固定資産除却損は、効率化係数及びYS査定の対象外。
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。 ・ 既設の業務設備も、効率化係数の対象。
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	×	○		
共有設備費等分担額、同（貸方）	×	○		
電力費振替勘定（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。

※効率化係数対象の費目において、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	×	○		・ 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。
	貯蔵品たな卸損・評価損	×	○		・ 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。
	団体費	×	○		・ 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。
	諸手数料	×	○		—
	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。
非化石証書購入費		×	×	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。
原子力バックエンド費用		×	×		
公租公課（固定資産税、法人税等）		×	×		
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		×	×		
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。
株式交付費・同償却費		×	×		・ 今回の申請では、計上無しのため対象外。
社債発行費・同償却費		×	×	③	・ 他律的な費用であって、料金審査要領上、YS査定の対象外。
人件費（給与手当など）		×	×		・ 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・同償却費		×	×		・ 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。

※効率化係数対象の費目において、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。

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. 査定方針案の概要
- 6. 査定方針案の各論**
 - 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. レートメイク・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。

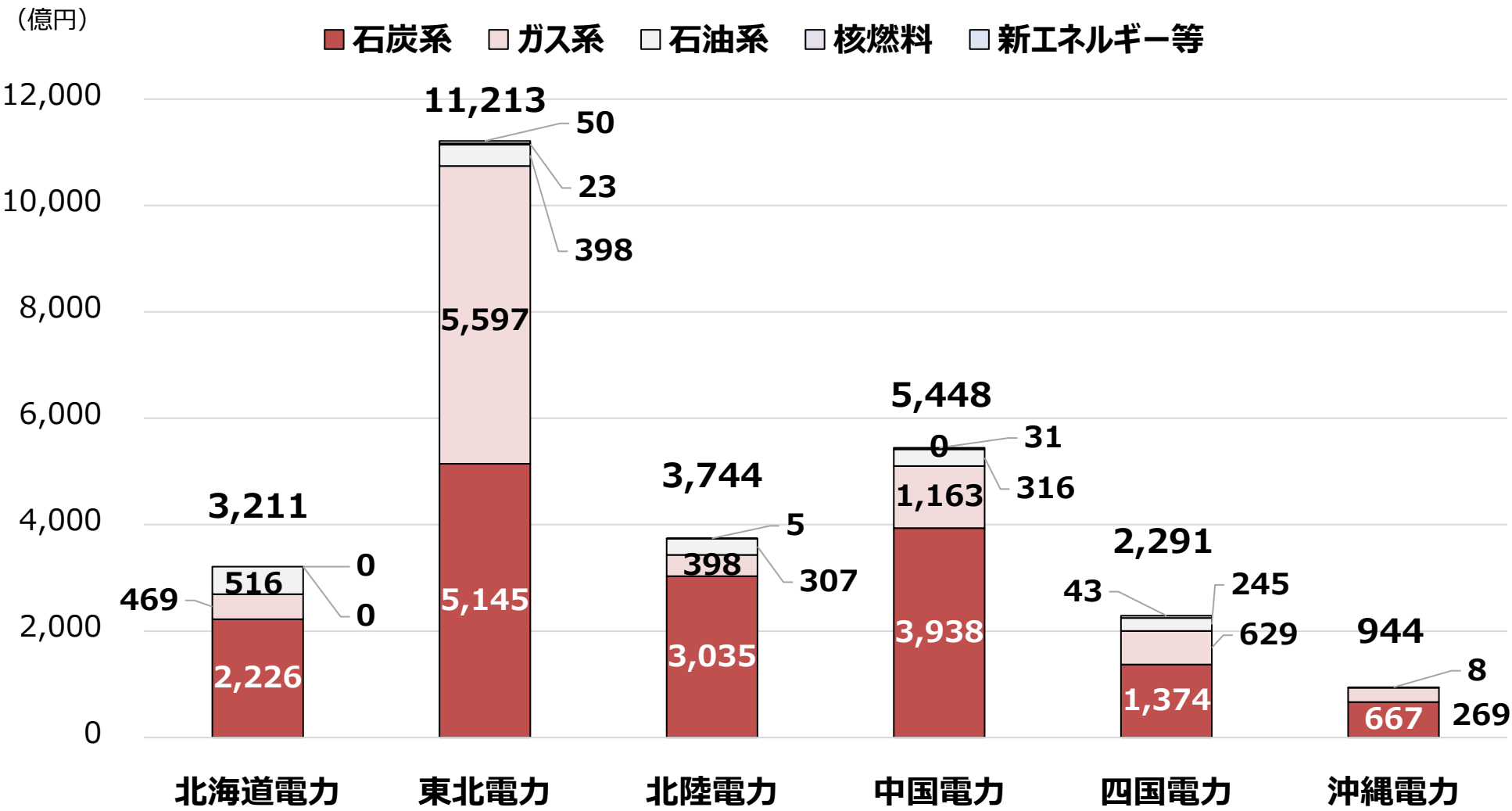
（億円（各社の燃料費に対し占める割合））

	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）



関連法令における規定（料金算定規則及び料金審査要領）

- 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。

【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。
 - 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）

【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、燃料にあつては調達価格の指標（C I F 価格やR I M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）

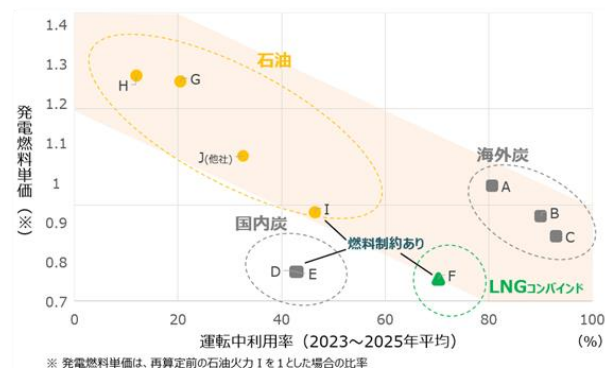
● 数量（各燃料共通）

- － 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・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、メル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。
- 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ル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。

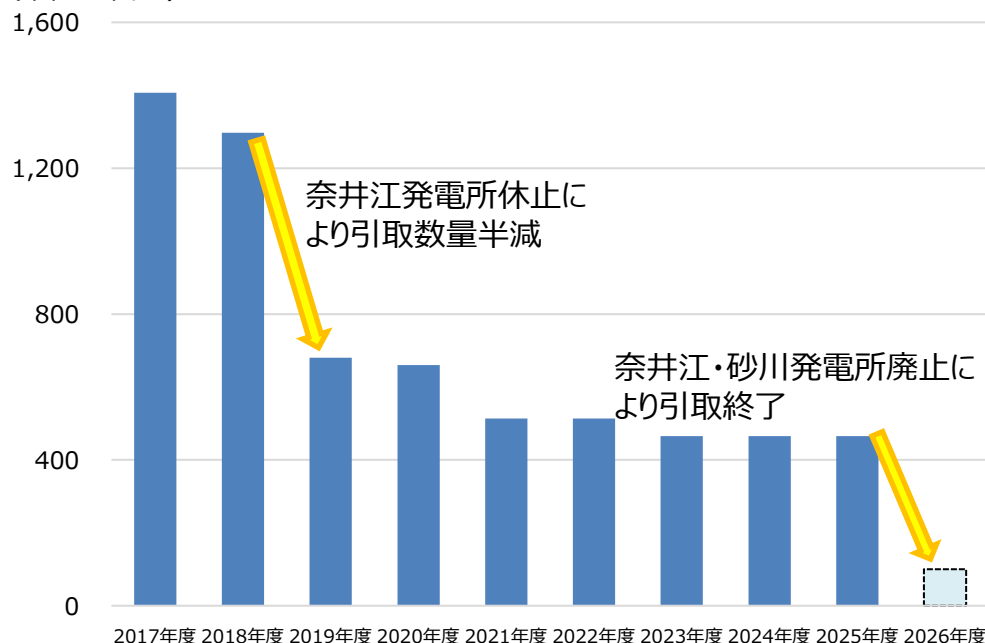
5. 国内炭の調達量拡大余地（山内座長からのご質問）

第40回料金制度専門会合
資料7-1を抜粋

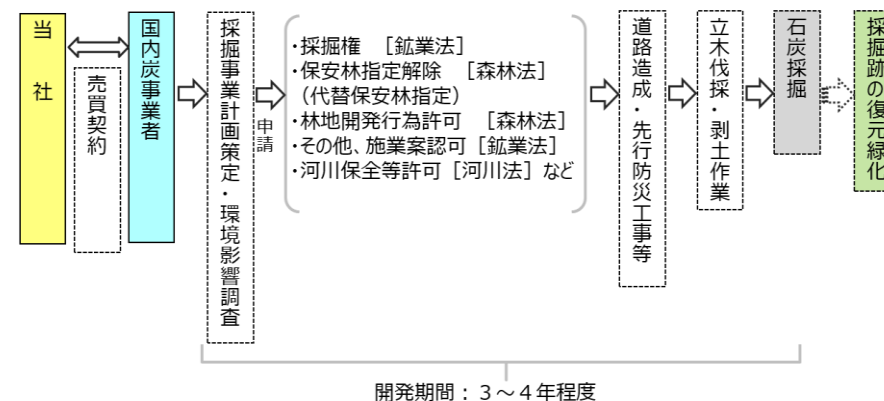
- 当社は、他燃料の市況価格の変動に係わらず、半世紀以上にわたり引取を継続し、国内炭を活用してきました。
- しかしながら、国内炭火力発電所については、設備の経年化が進行していることや、カーボンニュートラルの実現に向けた非効率石炭火力フェードアウトへの対応を考慮し、2026年度末に廃止することとしており、それに伴い国内炭の引取を終了する計画としています。
- 国内炭事業者は採掘・運搬体制を段階的に縮小しており、急な数量変更に応じる余力に乏しく、また新鉱区開発には少なくとも3～4年程度を要することから、短期間での調達量拡大は難しい状況です。

国内炭引取数量の推移

(単位：千トン)



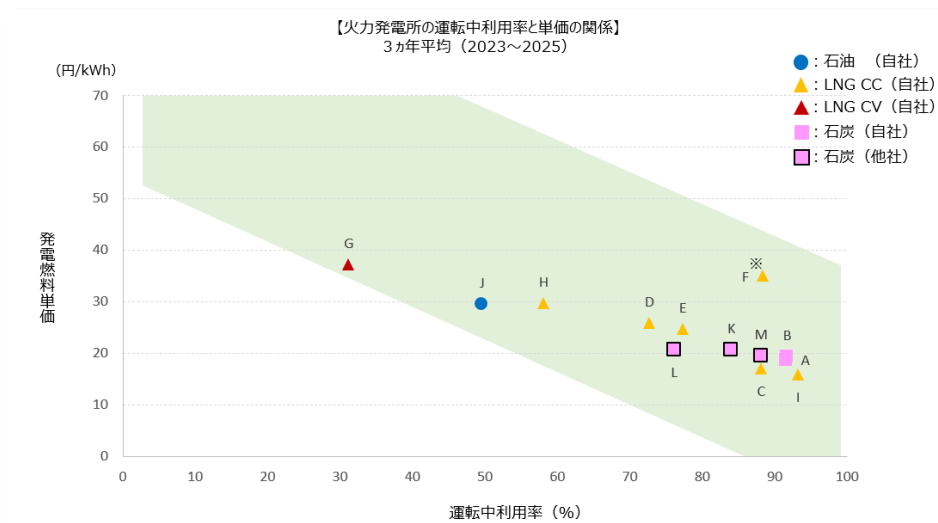
国内炭開発スケジュール



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、メル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。
- 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ルットオーダー運用を行っているとの説明があった。
 - － **F（LNGコンバインド）** は一部のLNG火力よりも発電燃料単価が高いものの、**最低出力が高く、負荷調整は発停止により行う**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

- ・ 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。

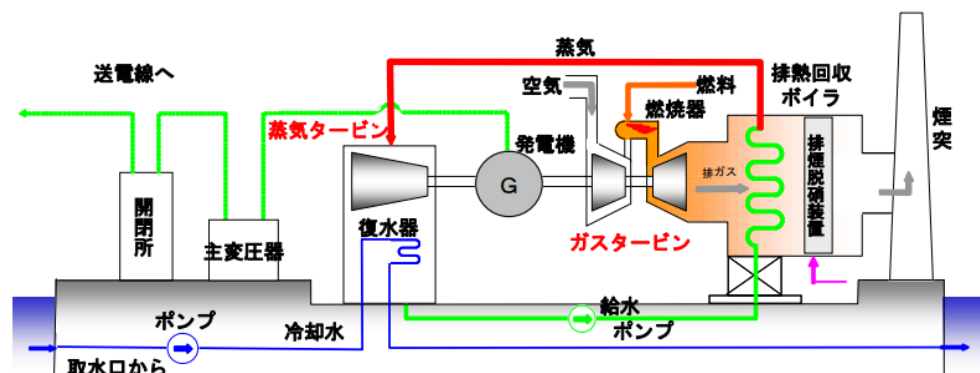
設備制約：

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。

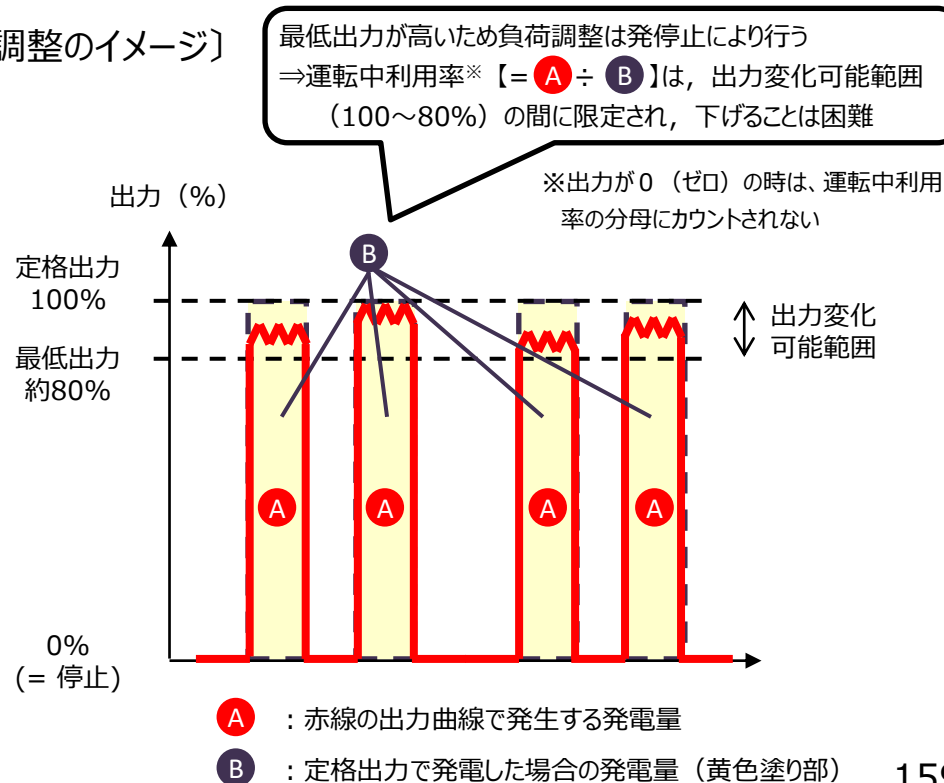
〔設備概要〕

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〕



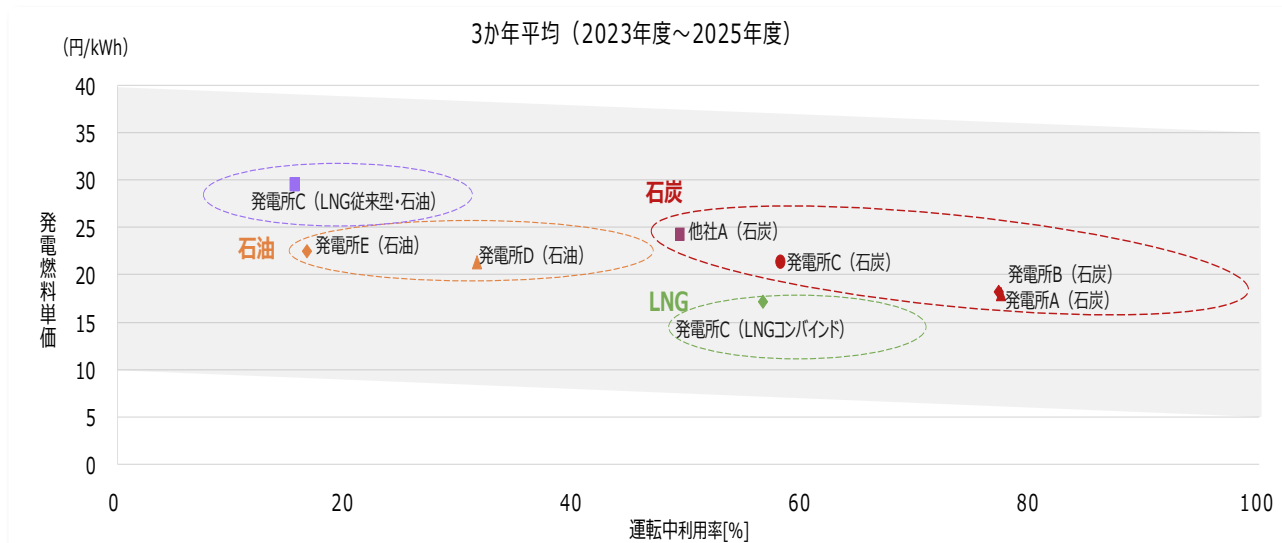
〔負荷調整のイメージ〕



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、メル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。
- 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ル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

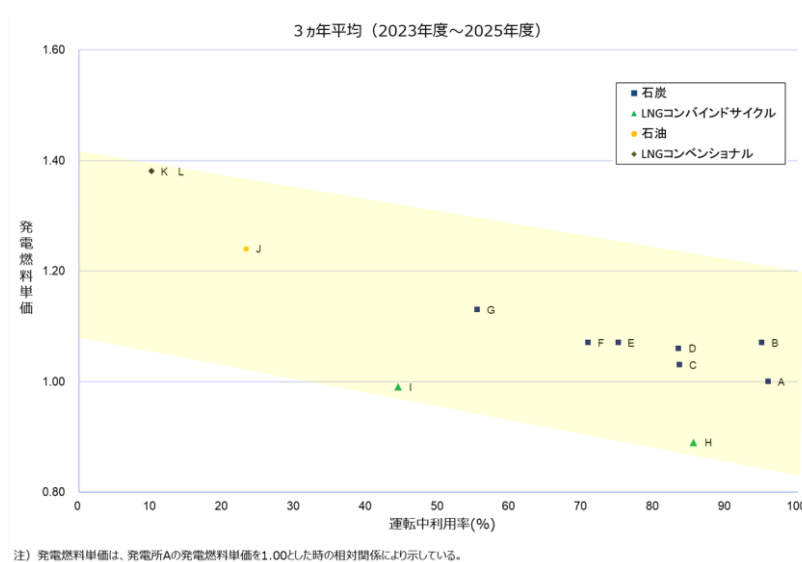


1. 事業者作成資料を抜粋。

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、メル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。
- 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ル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

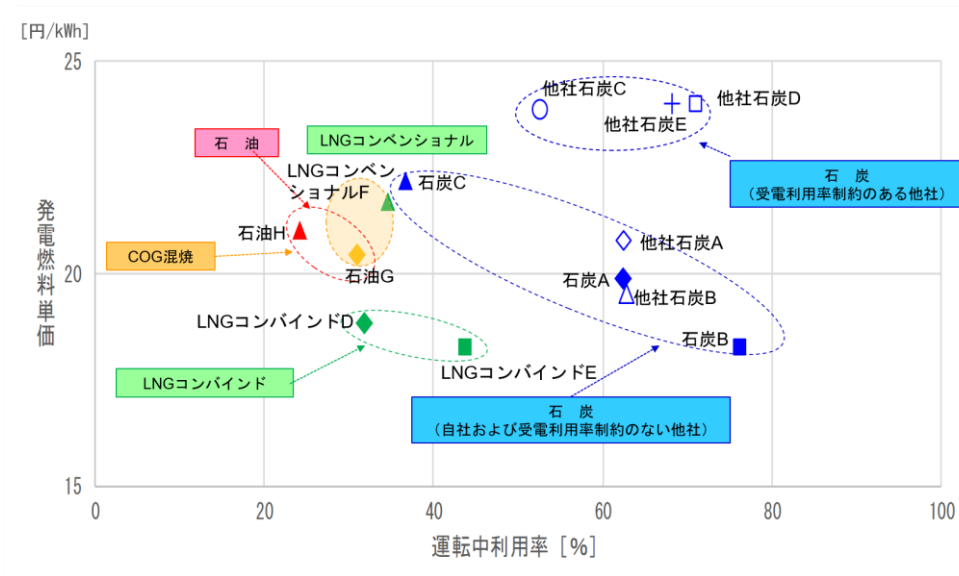


1. 事業者作成資料を抜粋。

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、メル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。
- 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ルットオーダー運用を行っているとの説明があった。
 - － 他社石炭C・D・Eについて、契約により、受電電力量に（上）下限が設定されているため、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（四国電力）¹



1. 事業者作成資料を抜粋。

<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值を設定した。**

→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

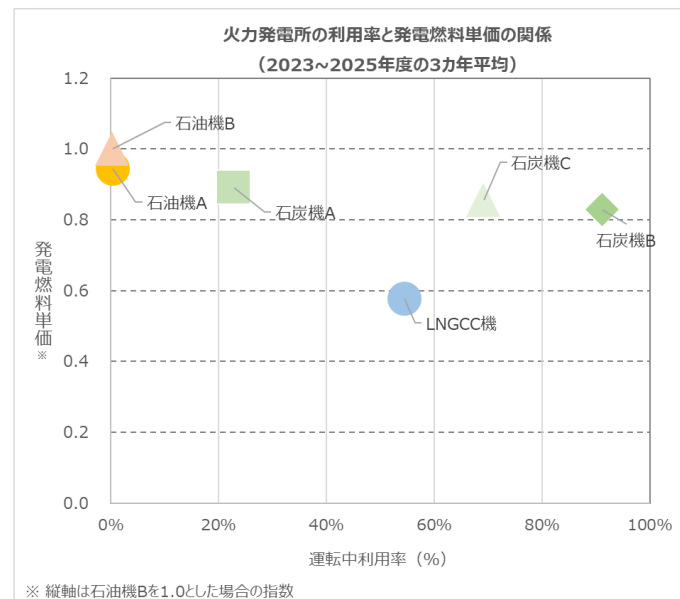
他社火力からの受電については、二部料金制としたうえで設備利用率は、基準利用率から±10%程度を調整可能とすることを念頭※に上記のとおり相互協議し設備利用率を設定している。受電開始以降も契約更新等の機会を捉えて、当社から設備利用率の変動幅拡大（＝下限利用率の引き下げ）に関する見直し協議をお願いしているものの、発電事業者からは、昨今の燃料調達の困難さや流動性の少なさを踏まえると、安定供給と経済的調達の為には従来以上に燃料調達の予見性を高める必要があるとの主張を受けており、以前にも増して設備利用率の見直し協議が困難となっている。

※「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」旨を規定したうえで、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%の範囲としたうえで、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、原則メル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。
- 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ル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

		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)		55,373	54,275	55,110	55,356	55,584	49,741 (石油石炭税等免税)
単価設定の考え方	ベース	R4/11月～R5/1月の 全日本通関価格			R4/11月～R5/1月の 全日本通関価格 と自社調達分平均値 の内小さいもの	R4/11月～R5/1月の 全日本通関価格	
	調達国比率	自社実績ベース				全日本通関ベース	
	ロシア産の 代替先	豪州産 ・アメリカ産 ・カナダ産	豪州産 ・インドネシア産 瀝青炭	豪州産のみ		なし	
	品位の違いによる 価格補正	なし	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	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	なし	なし	全石炭に対し 瀝青炭と亜瀝青炭 ² で別価格を設定
	輸入船の航海日 数の違いによる 価格補正		なし	○		なし	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。
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）の内、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を基に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している（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、原価は減少している）。

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）。

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。